PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN EN MERCADOS COMPETITIVOS

MARCELO ANDRÉS RUBIO SEKUL

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
SEBASTÍAN RÍOS MARCUELLO

Santiago de Chile, Diciembre, 2008
© 2008, Marcelo Andrés Rubio Sekul

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN EN MERCADOS COMPETITIVOS

MARCELO ANDRÉS RUBIO SEKUL

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

SEBASTÍAN RÍOS MARCUELLO

VICTUR HUGO BALBONTIN A.

ENZO SAUMA S.

LUIS CONTESSE B.

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Diciembre, 2008

A mis padres, sin ellos no hubiera podido lograr nada

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a mi profesor guía, don Sebastián Ríos, por el tiempo y trabajo dedicado a esta tesis.

A mi familia, mis padres, Marcelo y Danitza, mi hermano Gabriel y mi prima Isis, por la paciencia y el apoyo durante toda mi vida.

A Paulo M. De Oliveira-De Jesús, por facilitar los datos del modelo de pruebas, necesarios para el desarrollo inicial de este trabajo.

A Chilectra S.A. por facilitar los datos necesarios para realizar las simulaciones en una red de distribución real.

No hay espacio suficiente para agradecer a todos los amigos que conocí en mi paso por la universidad, a todos por su apoyo, amistad y humor muchas gracias.

Por último quisiera agradecer a mis compañeros de Eléctrica Santiago por el apoyo en la etapa final de este trabajo, especialmente a Felipe Duran por sus comentarios y aportes.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

DEDICATORIA ii

AGRADECIMIENTOS iii

INDICE DE TABLAS vii

INDICE DE FIGURAS ix

RESUMEN xi

ABSTRACT xii

1. Introducción 1
   - 1.1 Definición de Generación Distribuida (GD) en el contexto de MT y BT .. 2
   - 1.2 El Problema a Solucionar 3
   - 1.3 Aspectos Conceptuales de la GD y Nuevas Tendencias en el Sector Energético 3
     - 1.3.1 Reestructuración de Mercados Eléctricos 3
     - 1.3.2 Consideraciones Medioambientales 4
     - 1.3.3 Beneficios Técnicos de la Generación Distribuida 5
     - 1.3.4 Incertidumbre en Mercados Energéticos: Nivel de Precios de la Energía 10

2. Tecnologías Disponibles para la Generación Distribuida 12
   - 2.1 Introducción 12
   - 2.2 Motores de Pistones 12
   - 2.3 Turbinas de Gas 13
   - 2.4 Tecnologías de Cogeneración o CHP 16
   - 2.5 Minihidráulica 18
   - 2.6 Celdas de Combustible 20
   - 2.7 Turbinas Eólicas 22
   - 2.8 Celdas Fotovoltaicas 24

3. Marcos Regulatorios 26
   - 3.1 Marco Regulatorio en España 26

3.1.1 Regulación para la Generación Distribuida 26
3.1.2 Regulación para Medios de Generación no Convencionales..... 26
3.2 Marco Regulatorio del Reino Unido 29
3.2.1 Regulación para la Generación Distribuida 29
3.2.2 Regulación para los Medios de Generación no Convencionales ... 30
3.3 Marco Regulatorio en Chile 30
3.3.1 Normativas Chilenas 31
3.3.2 Regulación para la Generación Distribuida 33
3.3.3 Regulación para los Medios de Generación no Convencionales ... 35

4. Ubicación y Dimensionamiento Óptimo de la GD en Redes de MT..... 38
4.1 Introducción 38
4.2 Enfoque del Problema 40
4.3 Supuestos del Problema 40
4.3.1 Supuestos de la Red de MT 41
4.3.2 Supuestos de las Unidades de GD 42
4.3.3 Supuestos para la Evaluación Económica 43
4.4 Planteamiento Analítico del Algoritmo de Solución del Problema 44
4.4.1 Métodos Marginalistas de Asignación de Pérdidas ..... en Sistemas de Distribución..... 44
4.4.2 Función Objetivo de Cada Uno de los Grupos de GD..... 47
4.5 Descripción del Algoritmo de Solución..... 49
4.5.1 Primera Etapa: Conexión del Primer Generador 49
4.5.2 Segunda Etapa: Conexión del Segundo Generador 51

5. Casos de Estudios: Descripción Simulaciones y Resultados..... 52
5.1 Red Reducida de 28 Barras 52
5.1.1 Características de la Red con Configuración Enmallada..... 52
5.1.2 Características de la Red con Configuración Radial 53
5.1.3 Discretización de la Demanda 54
5.1.4 Resultados para la Red de 28 Barras Enmallada 57
5.1.5 Resultados para la Red Radial 59
5.2 Red Real de 1059 Barras..... 62
5.2.1 Características de la Red..... 62
5.2.2 Discretización de la Demanda 64
5.2.3 Resultados para la Red Real 65

5.2.4 Evaluación de los Ingresos de la Generación Distribuida 67

6. Conclusiones 75

Bibliografía 78

Anexos 81

Anexo A: Características de la red de pruebas 82

Anexo B: Método de Asignación de Pérdidas 84

Anexo C: Proyección del Costo Marginal Horario 88

Anexo D: Manual de Procedimientos para el Cálculo de Potencia Firme,

Indisponibilidad y Participación en el Balance de Potencia de los PMGD 90

INDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 1-1: Comparación de emisiones para distintas tecnologías de GD 5

Tabla 3-1: Proyección de Energía Generada desde MGNC..... 37

Tabla 4-1: Costos asociados a grupos CHP 43

Tabla 5-1: Características del alimentador con configuración enmallada. 53

Tabla 5-2: Características del alimentador con configuración radial..... 54

Tabla 5-3: Proyección de la demanda del SIC 55

Tabla 5-4: Discretización de la demanda en 10 escenarios..... 56

Tabla 5-5: Barras candidatas para la instalación del primer grupo de GD. 57

Tabla 5-6: Resultado para la primera etapa del algoritmo. 57

Tabla 5-7: Barras candidatas para la instalación del segundo GD..... 58

Tabla 5-8: Resultados para red enmallada 58

Tabla 5-9: Barras candidatas para la instalación del primer GD..... 60

Tabla 5-10: Resultado para la primera etapa del algoritmo 60

Tabla 5-11: Barras candidatas para la instalación del segundo GD 61

Tabla 5-12: Resultados para red radial..... 61

Tabla 5-13: Características de los alimentadores..... 62

Tabla 5-14 Demanda y pérdidas en los alimentadores, para el periodo de estudio ... 63

Tabla 5-15: Bloques de demanda discretizada..... 64

Tabla 5-16: Barras candidatas para la instalación del primer grupo de GD 65

Tabla 5-17: Resultado para la primera etapa del algoritmo 66

Tabla 5-18: Barras candidatas para la instalación del segundo grupo de GD..... 66

Tabla 5-19: Resultado para la segunda etapa del algoritmo..... 66

Tabla 5-20: Precio proyectado del gas natural 69

Tabla 5-21: Resultados para el caso base, para el primer GD..... 71

Tabla 5-22: Resultados para el caso base, para el segundo GD 71

Tabla 5-24: Resultados aumentando un 10% el precio del combustible,
para el segundo GD 72

Tabla 5-25: Resultados aumentando un 100% el precio del combustible,
durante el 2008, para el primer GD 73

Tabla 5-26: Resultados aumentando un 100% el precio del combustible,
durante el 2008, para el segundo grupo de GD..... 73

Tabla A – 1: Demanda por barra del modelo de pruebas..... 82

Tabla A – 2: Impedancia de líneas modelo 28 barras 83

Tabla C-1: Proyección del Costo Marginal..... 88

INDICE DE FIGURAS

Pág.

Figura 1-1: Esquema de distribución radial y perfil de tensión asociado 6

Figura 1-2: Esquema de distribución radial con Generación Distribuida y perfil de tensión asociado 7

Figura 1-3: Comportamiento de las pérdidas ahorradas al modificar la potencia de la generación distribuida..... 9

Figura 1-4: Costos marginal y precio de nudo en el SIC 11

Figura 1-5: Precio del petróleo WTI 11

Figura 2-1: Etapas del ciclo de combustión de un motor de pistones 13

Figura 2-2: Componentes básicos de una turbina 14

Figura 2-3: Componentes básicos de un equipo CHP, con caldera como fuente de calor..... 17

Figura 2-4: Componentes básicos de un equipo CHP, con turbina como fuente de calor..... 18

Figura 2-5: Sala de máquinas de la Central Puclaro 19

Figura 2-6: Generación de Central Puclaro..... 19

Figura 2-7: Esquema de funcionamiento de una celda de combustible 22

Figura 2-8: Generación diaria Central Canela..... 23

Figura 2-9: Central Canela IV Región, Chile..... 23

Figura 4-1: Diagrama de Flujo del algoritmo de solución 50

Figura 5-1: Diagrama unilineal del sistema de pruebas de 28 barras, configuración enmallada 53

Figura 5-2: Diagrama unilineal del sistema de pruebas de 28 barras, configuración radial 54

Figura 5-3: Curva de duración para el periodo completo de evaluación 55

Figura 5-4: Curva de duración discretizada y normalizada por demanda máxima 56

Figura 5-5: Perfil de voltaje para demanda máxima con y sin GD. 59

Figura 5-6: Diagrama unilineal del sistema de 1059 barras 63

Figura 5-7: Curva de Duración Normalizada por demanda máxima 64

Figura 5-8: Curva de Duración Normalizada y Discretizada en 3 Bloques 65

Figura 5-9: Perfil de Voltajes para demanda máxima. 67

Figura 5-10: Costo Marginal Mensual en Horario de Punta Proyectado por la CNE 68

Figura 5-11: Costo Marginal Mensual Proyectado por la CNE 68

Figura B-1: Principio de participación proporcional 84

RESUMEN

Las redes de distribución eléctrica fueron siempre elementos pasivos en relación al punto de vista del cliente y a la posibilidad de inyectar potencia al sistema eléctrico. La introducción de Generación Distribuida (GD) en la redes de distribución cambia este paradigma. Sin embargo, es necesario un cambio importante en los sistemas eléctricos regulados, esto debido a que las redes de distribución han sido tradicionalmente monopolios, en los cuales, en casos muy particulares de instalaciones industriales ha sido posible instalar y operar GD para satisfacer, normalmente, necesidades propias de la instalación excluyendo en la mayoría de los casos la producción de electricidad local con fines de ventas a la red eléctrica. En este sentido Chile dio un paso importante con el Decreto Nº 244, Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación, el cual establece un marco jurídico que abre oportunidades a los que deseen invertir en GD.

El problema que se enfrenta en este trabajo es la ubicación y dimensionamiento óptimo de GD en redes de Media Tensión (MT), las cuales pueden ser de tipo radial, o de tipo enmallado o de una combinación de ambas topologías. El problema específico que se abordó es la instalación de dos grupos de GD en esta red. La variable de decisión fue la disminución de pérdidas en el sistema de MT. Para resolver el problema se desarrolló un algoritmo secuencial, que itera sobre un grupo de barras candidatas para la instalación de GD.

El algoritmo desarrollado se probó en dos redes, una de pruebas de 28 barras con topología radial y enmallada y una red real de tres alimentadores de MT con un total de 1059 barras, correspondiente a un alimentador radial de una zona urbana de Chile. Para la red real, se evaluó económicamente la viabilidad de la instalación de generación distribuida.

Palabras Claves: Generación Distribuida, ubicación y dimensionamiento, planificación de sistemas eléctricos, asignación de pérdidas.

ABSTRACT

The electric distribution networks were always passive elements regarding both, the customer point of view and the possibility of injecting power into the electric system. The introduction of Distributed Generation (GD) in the distribution network changes this paradigm. However, it is necessary an important change in the regulation of the electric system, because the distribution networks traditionally had been monopolies, wherein only in very particular cases of industrial facilities, it had been possible to install and operate GD for normally satisfying the proper electric energy needs of the facilities excluding, in most cases, the local electricity production for selling to the electric network. In this sense, Chile made an important step with the Decree N° 244, Regulations for "Unconventional Generating Means and Small Generating Means", which establishes a legal framework, thus opening opportunities to those wishing to invest in GD.

The problem addressed in this work is the location and optimum sizing of GD in Medium Voltage (MV) networks, which topologically speaking may be of the radial type, or the meshed type, or a combination of both topologies. The specific problem addressed is the installation of two GD groups in this network. The decision variable was the reduction of losses in the MV system. For solving the problem, a sequential algorithm was developed, that iterates on a group of candidate bars for the installation of GD.

The developed algorithm was tested in two networks; one network has 28 busbars and both radial and meshed topology, and an actual real network comprising three MV feeders having a total of 1,059 busbars, corresponding to a radial feeder from an urban zone of Chile. For the real network, the economic viability of the distributed generation facility was evaluated.

Keywords distributed generation sitting and sizing, distribution planning, loss allocation.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos han vivido en los últimos 25 años profundas modificaciones, desde los cambios regulatorios que partieron en Chile en la década de 1980, hasta el día de hoy, donde el gran desafío está en como aumentar las eficiencias en el sector eléctrico. Esta búsqueda de mayores eficiencias está incentivada por la necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y por el aumento de los precios de los combustibles, que ha encarecido el costo de la energía. En este sentido la Generación Distribuida (GD) puede jugar un rol fundamental, debido a que permite aprovechar diversas fuentes de energía ambientalmente amigables, que se encuentran dispersas. Además, permite disminuir las pérdidas en las redes, debido a que al acercar la generación a la carga, las pérdidas disminuyen.

Este trabajo tendrá como objetivo generar un mecanismo que permita ubicar y dimensionar Generación Distribuida en redes enmalladas o alimentadores radiales, ambos de media tensión, teniendo como objetivo la minimización de pérdidas. A través de esto pretende ser un aporte para la inserción de la GD y a la cuantificación de sus beneficios.

Esta tesis se divide en dos partes centrales, los capítulos 1, 2 y 3, buscan entregar un marco general de la GD, describiendo los factores que están incentivando a la generación distribuida, las tecnologías asociadas a ella y los marcos regulatorios relacionados, poniendo énfasis en el marco regulatorio de Chile. Los capítulos 4 y 5, corresponden, respectivamente, al planteamiento especifico del problema de ubicación y dimensionamiento de las unidades de GD, la forma en que se trató y los resultados obtenidos para un modelo de pruebas y luego para una red real. Por último, en el capitulo 6 se presentan las conclusiones.

1.1 Definición de Generación Distribuida (GD) en el contexto de MT y BT

Distintos autores y regulaciones han definido de diferentes maneras la Generación Distribuida. El objetivo de esta sección es hacer una revisión de estas definiciones.

- La legislación de Chile, en el decreto Nª 244, define los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) como medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilice bienes nacionales de uso público.
- Thomas Ackermann et all (Ackerman, Andersson, Soder, 2001) define Generación Distribuida como una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la red de distribución o después del medidor del cliente
- Vu Van Thong & R. Belmans (Thong, Belmans, 2006) definen Generación Distribuida como el concepto de instalar y operar pequeños generadores eléctricos conectados directamente o indirectamente, a través de electrónica de potencia, a la red de distribución o en las instalaciones de los clientes. Generadores que no son centralmente planificados ni despachados.
- La Agencia Internacional de Energía define a la Generación Distribuida como un planta generadora ubicada en las instalaciones de los clientes o proveyendo soporte a las redes de distribución, conectada a la red a un voltaje de distribución.

En general la característica principal que tienen las distintas definiciones es el lugar donde se instala la Generación Distribuida, todas coinciden en que ésta debe estar en las redes de distribución de MT o BT. Por otro lado, la diversidad de las características de los sistemas de distribución a nivel mundial dificulta que otros atributos como el tamaño de las

unidades generadoras o el nivel de voltaje donde se conecta puedan establecer una definición clara para la Generación Distribuida.

1.2 El Problema a Solucionar

El problema que se pretende resolver en esta tesis es la inserción simultánea de dos grupos de unidades de Generación Distribuida ubicadas en dos nudos la red de media tensión (MT) de un Sistema de Distribución. El criterio de ubicación y dimensionamiento de los grupos de unidades de Generación Distribuida será la maximización de las pérdidas evitadas de energía, por cada unidad generadora. Para lograr lo anterior, primero es necesario desarrollar un mecanismo que asigne las pérdidas que cada unidad de Generación Distribuida genera o evita en la red. El mecanismo seleccionado para hacer la asignación de pérdidas será el de los Coeficientes Marginales de Pérdidas (Marginal Loss Coefficients MLC), descrito en el título 3.4.1 de esta tesis.

1.3 Aspectos Conceptuales de la GD y Nuevas Tendencias en el Sector Energético

En la literatura especializada (Internacional Energy Agency, 2002) se pueden identificar cuatro fuerzas principales que impulsan la implementación de Generación Distribuida en los sistemas eléctricos, éstas se describen a continuación. Además, se describe cómo estas mismas fuerzas están impulsando la instalación de Generación Distribuida en los sistemas eléctricos de Chile.

1.3.1 Reestructuración de Mercados Eléctricos

La reestructuración de los mercados eléctricos que comenzó en la década de los 80 tuvo como principal objetivo introducir competencia en un sistema que tradicionalmente había

sido completamente monopólico. En este punto cabe destacar que Chile fue un país pionero en las reformas que liberalizaron el mercado eléctrico. Iniciando una profunda liberalización en el segmento de generación, con el DFL 1-1982. Sin embargo, la Regulación de Chile mantuvo y mantiene como monopólicos segmentos regulados de los sistemas de Distribución y Transmisión. En este contexto, países como Inglaterra han tomado la delantera en la liberalización del segmento de Distribución. Debido a que la Generación Distribuida se ubica en las redes de distribución que son monopolios naturales es necesaria una regulación adecuada para su inserción. Por este motivo el Regulador debe proveer un marco legal que permita el acceso a esas redes. La Regulación que permite y estimula la incorporación de generación distribuida en las redes de distribución, en el caso de Chile, es el Decreto Nº 244 (2 de Septiembre de 2005). Los antecedentes de la legislación de Chile se estudiarán en el capítulo 3.

1.3.2 Consideraciones Medioambientales

Otros de los aspectos que ha impulsado la instalación de generación distribuida a nivel internacional es la búsqueda de la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Es necesario mencionar que no todas las tecnologías usadas como medios de generación distribuida ayudan a la disminución de los gases de efecto invernadero, sin embargo una amplia gama de ellas si lo hace, como por ejemplo: las unidades mini hidráulicas, fotovoltaicas, energía eólica, etc. Incluso se considera que las centrales de generación que queman combustibles fósiles, pero que cuentan con recuperadores de calor, o CHP, por sus siglas en inglés (combined heat and power) ayudan a disminuir las emisiones debido a que se realiza un uso más eficiente de la energía de los combustibles.

En la Tabla 1-1 se hace una comparación de las distintas tecnologías empleadas para la generación distribuida, y las emisiones asociadas a éstas (International Energy Agency, 2002). En la Tabla 1-1 es posible apreciar que las tecnologías clásicas de generación, es decir los motores que queman combustibles fósiles, mantiene altos índices de emisiones.

Tabla 1-1: Comparación de emisiones para distintas tecnologías de GD

Tecnología	Motor Diesel	Motor Gas	Turbina a Gas	Micro Turbina	Celda de Combustible	Celda Fotovoltaica
Potencia kW	20 - 10.000	40 - 5.000	1.000 - 10.000	30 - 200	50 - 1.000	1 +
Emisiones de CO2 kg/MWh	650	500 - 620	580 - 680	720	430 - 490	0
Emisiones de NOX kg/MWh	10	0.2 - 1.0	0.3 - 0.5	0.1	0.005 - 0.01	0

Fuente: International Energy Agency, 2002

1.3.3 Beneficios Técnicos de la Generación Distribuida

La generación distribuida implica un cambio importante en la forma en que se conceptualizan los sistemas de distribución, debido a que modifican el tradicional rol pasivo de los alimentadores o sistemas de media tensión, del sistema eléctrico. En esta sección se revisan los principales impactos que tiene la generación distribuida en las redes de distribución. Es importante entender que la instalación de generación distribuida no implica sólo beneficios, también hay importantes desafíos para su instalación. Por otra parte el impacto de la generación distribuida depende entre otros factores del nivel de penetración o el tipo de tecnológica usada.

a) Cambios en los perfiles de voltaje

Todas las redes de distribución deben cumplir ciertos estándares en las magnitudes de los perfiles de voltaje. En el caso de Chile el límite en la tensión a nivel de distribución esta dado por el D.S. 327. Este establece que para la Baja Tensión (BT) el 95% del tiempo de medición (siete días consecutivos), el rango de tensión debe mantenerse entre el -7.5% y 7.5% de la tensión nominal. Por otro lado para la Media Tensión (MT) se establece que durante el 95% del tiempo de medición, la tensión debe mantenerse en el rango entre -6% y 6% de la tensión nominal.

Por otro lado los alimentadores en las redes de distribución son típicamente radiales, lo que produce que el nivel de tensión caiga a lo largo del alimentador. En la Figura 1-1.a se ve un sistema de distribución radial típico y el perfil de voltaje asociado a éste.

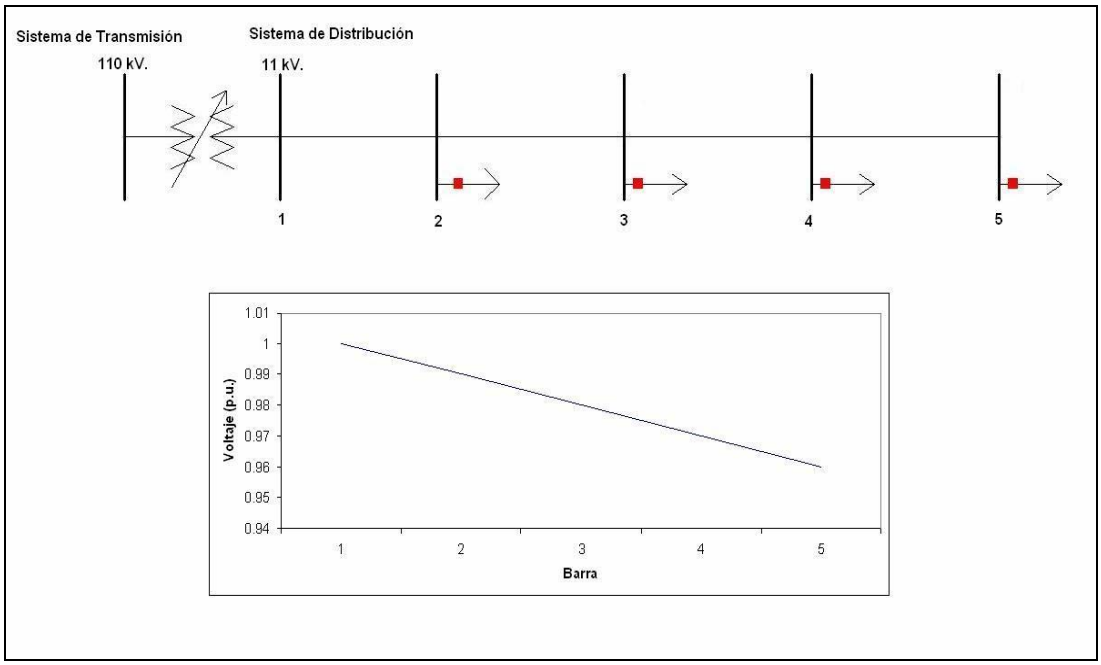

Figura 1-1: Esquema de distribución radial y perfil de tensión asociado

La introducción de generación distribuida puede producir una mejora en los perfiles de tensión, sin embargo debe ser controlada para no generar una sobretensión en los sistemas de distribución. El tipo de generación usado puede hacer subir o caer la tensión, por ejemplo, un problema típico de los generadores eólicos, que funcionan con generadores de jaula ardilla, es que generan una caída del voltaje en el punto de conexión esto debido a que el generador absorbe energía reactiva desde la red Sin embargo esto puede ser compensado con bancos de condensadores o electrónica de potencia. Nuevas tecnologías de generación eólica como los generadores de inducción con doble alimentación y control electrónico pueden hacer un mejor control de las variaciones de tensión. La Figura 1-2 muestra el perfil de tensión típico de un alimentador radial con una unidad de generación distribuida.

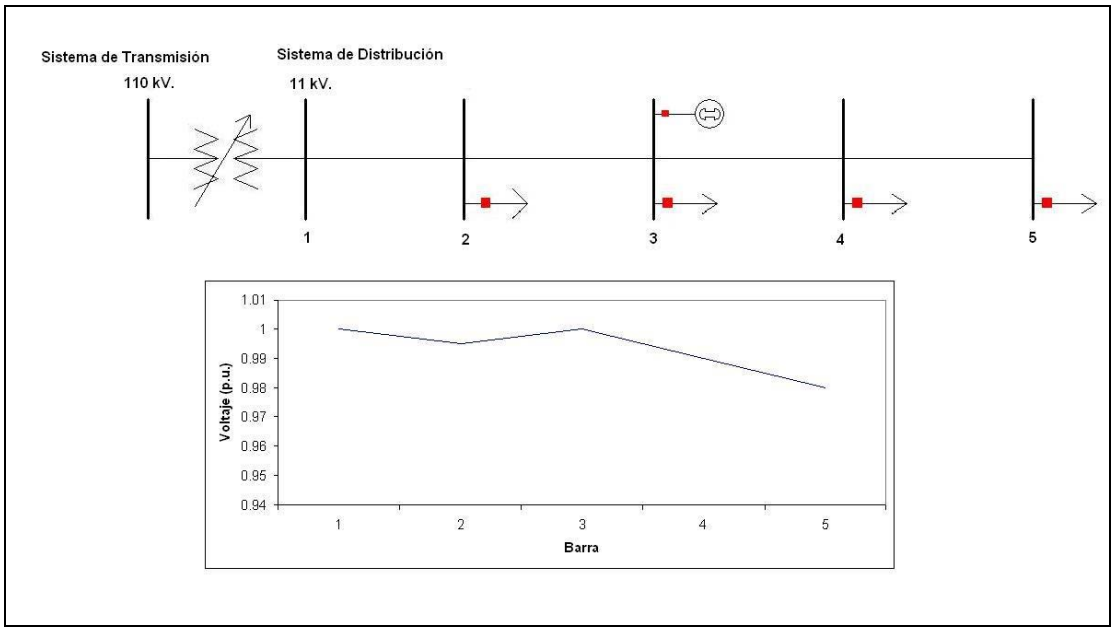

Figura 1-2: Esquema de distribución radial con GD y perfil de tensión asociado

Uno de los mecanismos típicos de control de tensión en las redes de distribución es el cambio de taps en el transformador que se ubica en la cabecera del alimentador. La operación de estos taps puede generar problemas en la operación de la GD. Esto debido a que en el ajuste de dichos taps es necesario considerar la forma de operación de la generación distribuida a lo largo del tiempo.

b) Reducción de pérdidas

La introducción de generación distribuida disminuye las pérdidas en los alimentadores típicamente radiales asociados a las redes de distribución. Lo anterior debido a que la mejora en los niveles de tensión y la inyección de potencia activa y reactiva cerca de la demanda, disminuye la corriente que fluye por las líneas. Sin embargo, lo anterior depende fuertemente del nivel de penetración de la GD, entendido como la capacidad de generación del generador distribuido con respecto a la demanda máxima del sistema (P.M. De Oliveira-De Jesús; M.T. Ponce de Leao, 2002), y del lugar donde ésta se ubique (R. Raineri, S. Rios and R. Vásquez, 2005; M.A. Kashem, An D.T. Le, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, 2006).

En términos generales, las pérdidas en las líneas pueden ser escritas según la ecuación (1.1).

$$L_{loss} = \sum_{N} I_{linea}^{2} \cdot R_{linea} \tag{1.1}$$

Donde:

L_{loss} = Pérdidas en las líneas

$I_{línea}$ = Corriente por el tramo de alimentador

$R_{línea}$ = Resistencia del tramo de alimentador

De la ecuación 1.1, como ya se dijo, la GD será capaz de disminuir las pérdidas siempre que disminuya el flujo de corriente en las líneas del sistema de distribución. Una curva típica del comportamiento de las pérdidas en un sistema de distribución con generación distribuida se presenta en la Figura 1-3. Esta curva se construyó en base a un modelo de 28 barras especificado en el Anexo A. Para construir la curva se modificó la generación en una barra del sistema. Lo que se observa es que existe un punto óptimo de penetración de la generación distribuida donde se maximizan las pérdidas evitadas.

Curvas similares a estas se observa en el trabajo de P. Chiradeja (P. Chiradeja, 2005)

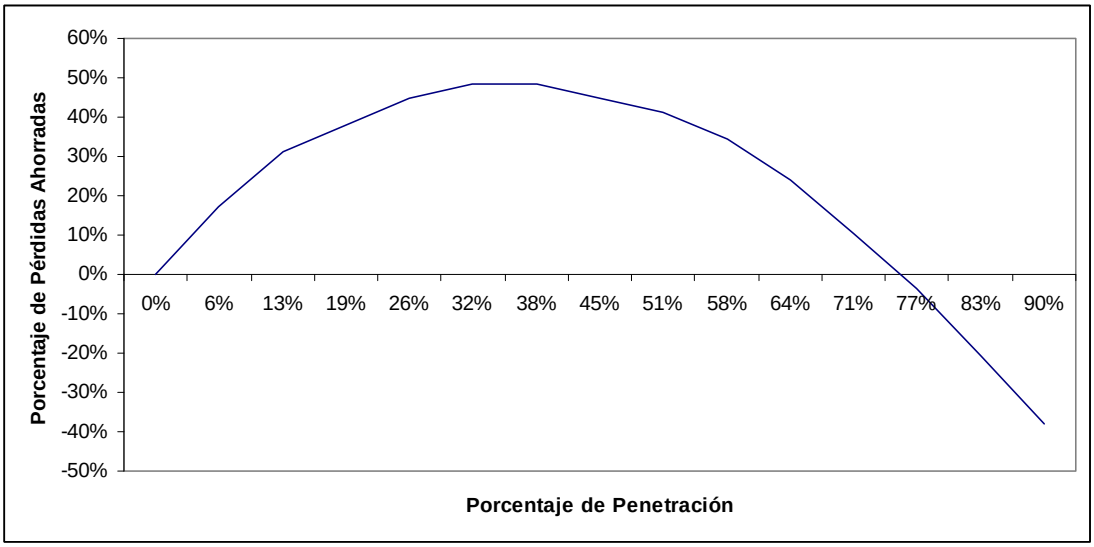

Figura 1-3: Comportamiento de las pérdidas ahorradas al modificar la potencia de la generación distribuida

c) Mejoras en la calidad de servicio

La introducción de generación distribuida en las redes de distribución permite mejorar la confiabilidad del servicio. Esto debido a que si se respetan debidamente las condiciones

técnicas y de seguridad, es posible que la generación distribuida permita formar islas eléctricas dentro de la red de distribución. Lográndose de esta forma mantener la continuidad de servicio ante una falla en el sistema. Para el caso de Chile, la operación en isla requiere de la coordinación con la empresa distribuidora. Este requerimiento aparece en el Título 9 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida.

1.3.4 Incertidumbre en Mercados Energéticos: Nivel de Precios de la Energía

En los últimos años se ha producido un aumento sostenido de los precios de los combustibles, lo que se ha visto reflejado en un aumento del precio de la energía a nivel internacional. En el caso de Chile, lo anterior se ha visto incrementado debido a las restricciones en el envío de gas natural desde Argentina.

A continuación en la Figura 1-4 que muestra la evolución del costo marginal y el precio de nudo en el Sistema Interconectado Central de Chile. En este se puede apreciar el aumento de los costos marginales, desde el aumento en las restricciones de los envíos del gas natural desde Argentina. En la práctica los costos marginales se han quintuplicado, esta tendencia no se ha reflejado tan claramente en el precio de nudo, el cual ha aumentado un 76% durante el mismo periodo.

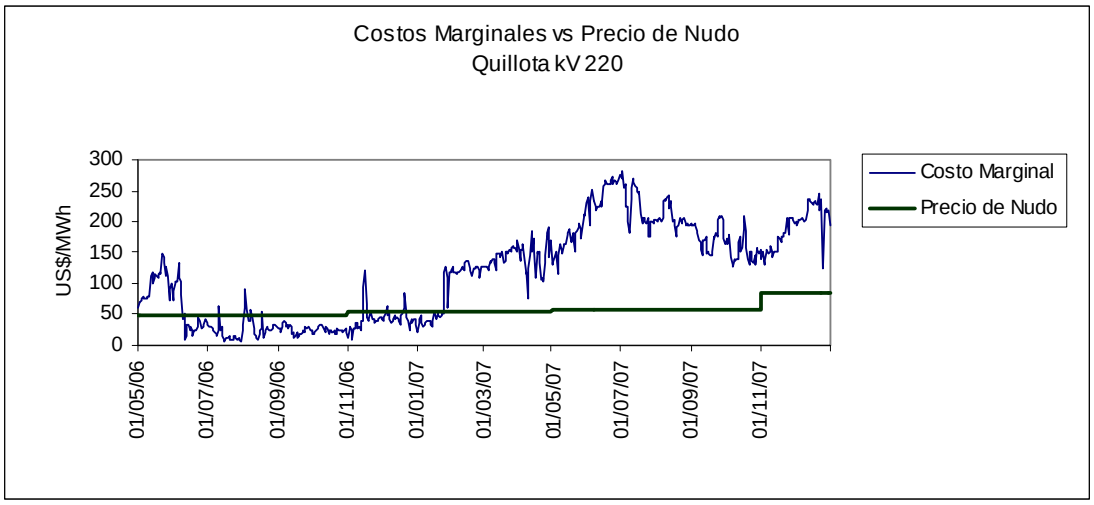

Figura 1-4 Costos marginal y precio de nudo en el SIC

En el siguiente gráfico se muestra la evolución que ha tenido el precio del petróleo.

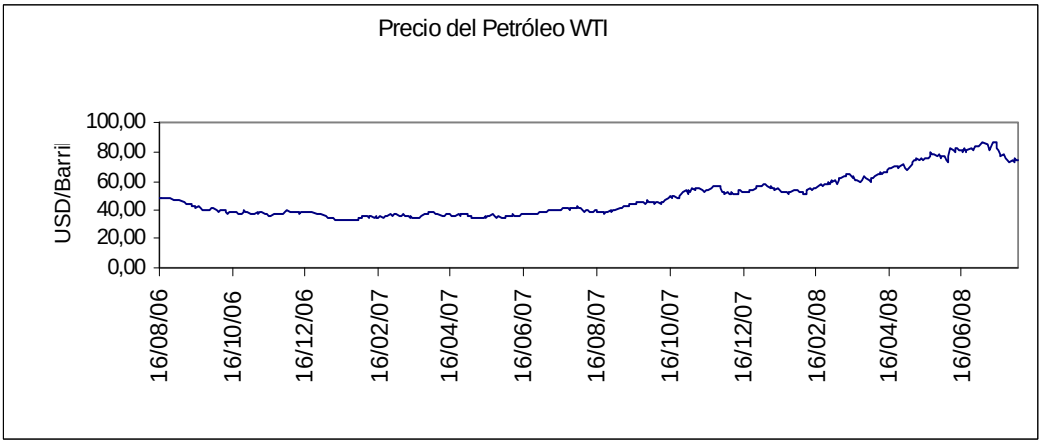

Figura 1-5: Precio del petróleo WTI

Como se puede ver los precios de la energía a nivel internacional y nacional han aumentado su valor en el último periodo, comenzando el 2007 hasta hoy. Eso genera mas presiones para que se busquen formas más eficientes en el uso de la energía, entre las cuales la GD es una de ellas.

2. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.1 Introducción

En esta sección se tratarán las distintas tecnologías disponibles como fuente primaria para la generación distribuida. Se describirá el funcionamiento de cada tipo de tecnología y los rangos de potencia que entregan. Además se mostrarán algunos ejemplos de Centrales funcionando con estas tecnologías.

2.2 Motores de Pistones

Corresponde a la tecnología más común y más antigua de las tecnologías usadas en la GD. (Lee Willis, Scott, 2000), esto se debe a que la mayoría de los generadores de respaldo usan este tipo de motor para generar electricidad. Estos motores presentan un amplio rango de potencias y pueden funcionar con una gran variedad de combustibles. Su uso más típico está asociado a generadores con potencias inferiores a 1 MW.

a) Modo de funcionamiento

Estos motores mueven un eje que se encuentra unido a un grupo de pistones, donde la explosión de combustible mezclado con aire, impulsa un pistón. Funcionan en cuatro etapas, tal como se muestra en la Figura 2-1. En la etapa de entrada de la mezcla de combustible y aire al pistón. Luego viene la compresión, donde la mezcla aumenta su presión. Dependiendo del tipo de combustible en la tercera etapa, la explosión se produce por combustión espontánea, como es el caso de los motores diesel, o mediante una chispa eléctrica, como en los motores que funcionan con bencina. La explosión del combustible

mueve el pistón, el que transmite la fuerza a un eje. Luego, en la última etapa el pistón expulsa los gases.

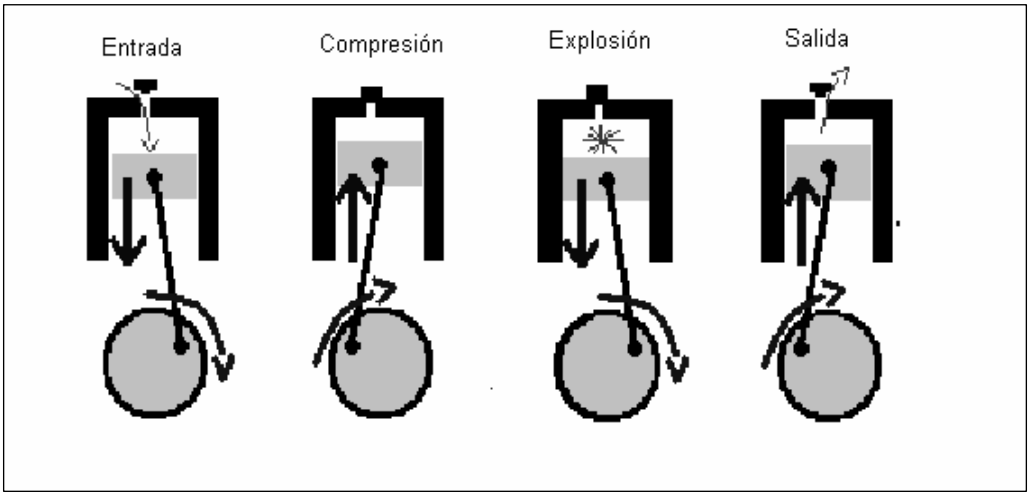

Figura 2-1: Etapas del ciclo de combustión de un motor de pistones

b) Generación de Energía Eléctrica

El nivel de potencia eléctrica generada por este tipo de tecnología va desde unos cientos de kWh, a los 10 MW. (Willis, Scott, 2000) dependiendo de la potencia se usan distintos generadores, sin embargo para los rangos útiles para media tensión, sobre 1 MW, suelen ser generadores síncronos trifásicos.

2.3 Turbinas de Gas

Es posible encontrar tres tipos de turbinas para la GD, dependiendo de la potencia que éstas generan. Las características especiales de cada tipo de turbina se describen al final de este título. Sin embargo todas funcionan bajo el mismo principio. El esquema general de la composición de una turbina se muestra en la Figura 2-2.

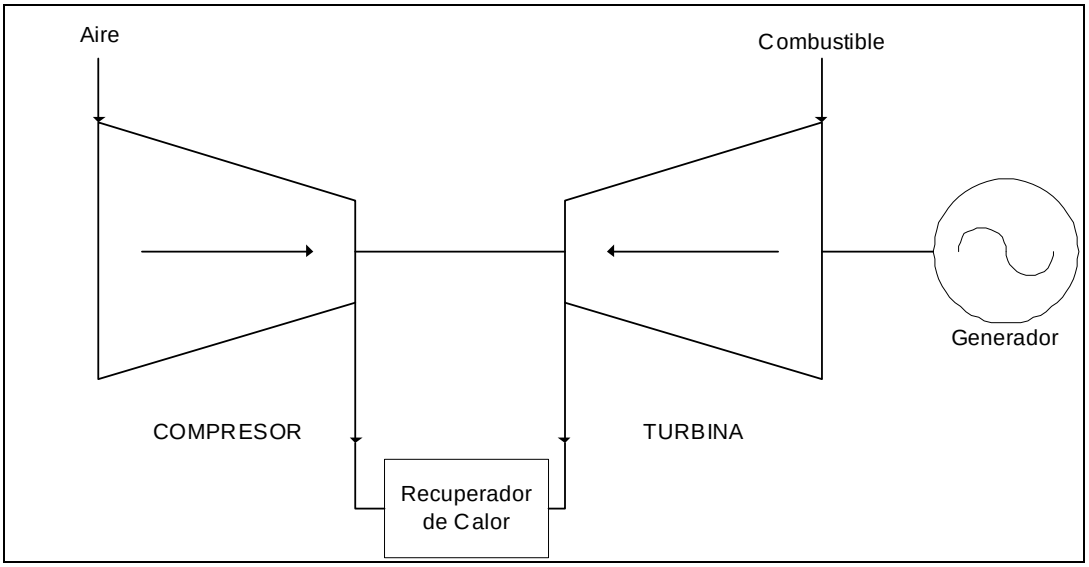

Figura 2-2: Componentes básicos de una turbina

a) Modo de funcionamiento:

La turbina funciona en cuatro etapas, primero el aire entra en el compresor, el que es comprimido mediante una serie de alabes. En la segunda etapa el aire comprimido es mezclado con el combustible en la turbina, en esta etapa ocurre la combustión controlada, lo que permite una alta eficiencia y bajas emisiones. En la tercera etapa, los gases pasan a la turbina donde la expansión de los gases produce el trabajo mecánico. La cuarta etapa es la salida de los gases calientes. Estos suelen ser usados para calentar el aire de entrada, en el recuperador de calor. Para que ocurra la combustión en la turbina es necesaria la compresión del aire, por esto durante la partida es necesario que el generador del grupo actúe como motor. Para que estas unidades tengan capacidad de partida en negro (black start) es necesaria una fuente de energía externa.

b) Tipos de turbinas

- Microturbinas: su potencia va desde los 20 a los 500 kVA. Están constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un generador, que generalmente se montan en un mismo eje. Las primeras unidades de microturbinas fueron usadas en medios de transporte como helicópteros y tanques. Luego fueron adaptadas para la generación de energía eléctrica. Además de su potencia, otra característica que las diferencia de las turbinas de mayor tamaño es la velocidad de operación. Operan sobre las 110.000 RPM. Las microturbinas suelen generar en corriente continua o en alterna de alta frecuencia, debido a que como se mencionó el generador y la turbina están unidos a un mismo eje. Esto permite ahorrar una parte importante de las partes móviles, lo que representa una ventaja debido al ahorro en los mantenimientos. Para poder inyectar a la red se usan electrónica de potencia, como convertidores AC-AC que varían la frecuencia o DC-AC.
- Miniturbinas: su potencia va desde 500 kVA a los 10.000 kVA. En este caso el eje de la turbina gira a velocidades que van desde las 5.000 a las 15.000 RPM. Mediante un grupo de engranajes se conecta al eje del generador. EL generador suele ser un generador síncrono, que opera a 3.600 RPM, para 60 Hz, o 3.000 RPM, para 50 Hz. Las eficiencias típicas de estas unidades, sin considerar la posibilidad de recuperar calor, varían entre el 28% y el 31%.
- Turbinas tradicionales: su potencia va desde los 10.000 kVA hasta los 250.000 kVA. Corresponden a la tecnología más tradicional dentro de las turbinas a gas, para generación eléctrica. Debido a su gran tamaño estas turbinas fueron diseñadas pensando siempre en la generación de energía eléctrica. La velocidad de giro de la turbina suele ser el orden de las 1.800 RPM. Suelen generar energía con un generador síncrono trifásico.

Las de mayor tamaño suelen estar unidas a un recuperador de calor, que les permite funcionar como ciclo combinado. Su eficiencia, sin considerar la operación como ciclo combinado, puede llegar al 37%.

2.4 Tecnologías de Cogeneración o CHP

La generación de electricidad por cualquier método convencional es necesariamente ineficiente, debido a que cerca de dos tercios de la energía calórica de entrada es desechada, la mayoría en forma de agua (Roberts, Saunders 1990). La idea de los tecnologías CHP (Combined Heat and Power) es usar este calor que se esta desperdiciando en otras actividades productivas. La eficiencia total de los equipos CHP puede llegar al 70% (Jenkis et all, 2000), esto representa un fuerte impulso a la instalación de este tipo de unidades, especialmente en los sitios donde hay procesos que requieran calor, como las industrias o calderas de calefacción. Existen variadas formas de aprovechar el calor de los procesos térmicos, a continuación se describirán los dos esquemas más típicos.

a) Grupo formado por Caldera y turbina a vapor

En este tipo de sistemas se calienta agua en una caldera tradicional, la que convertida en vapor seco pasa a una turbina y de esta el vapor pasa a un recuperador de calor. La turbina esta unida a un generador eléctrico. El diagrama de esta tecnología se presenta en la Figura 2-3

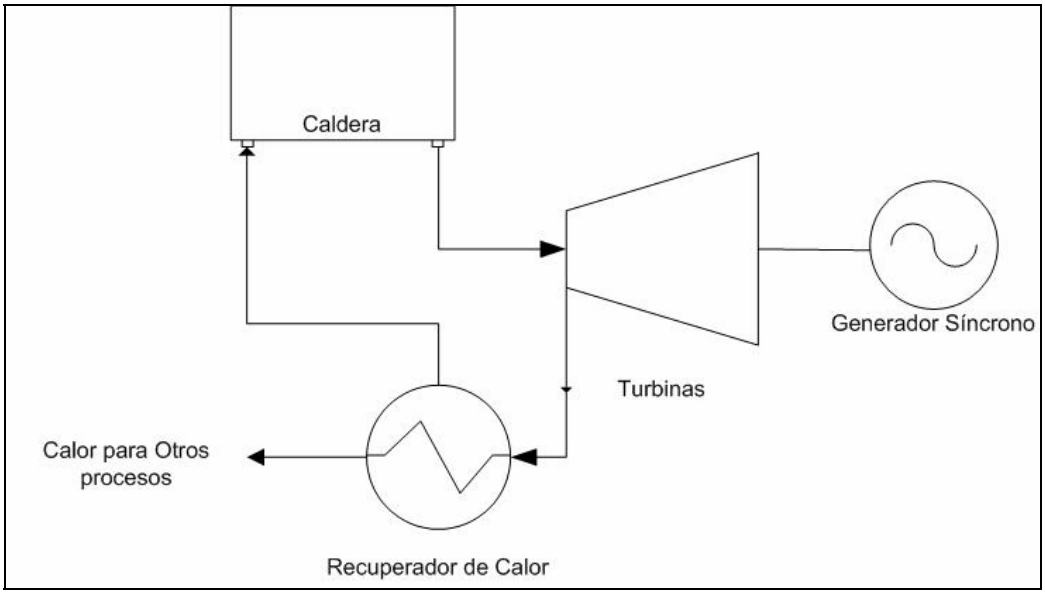

Figura 2-3: Componentes básicos de un equipo CHP, con caldera como fuente de calor

b) Grupo CHP formado por Turbina y Recuperador de Calor

En este caso el conjunto-turbina genera electricidad y se aprovechan los gases calientes que salen de la turbina para el proceso térmico donde se requiera. El diagrama de esta tecnología se presenta en la Figura 2-4.

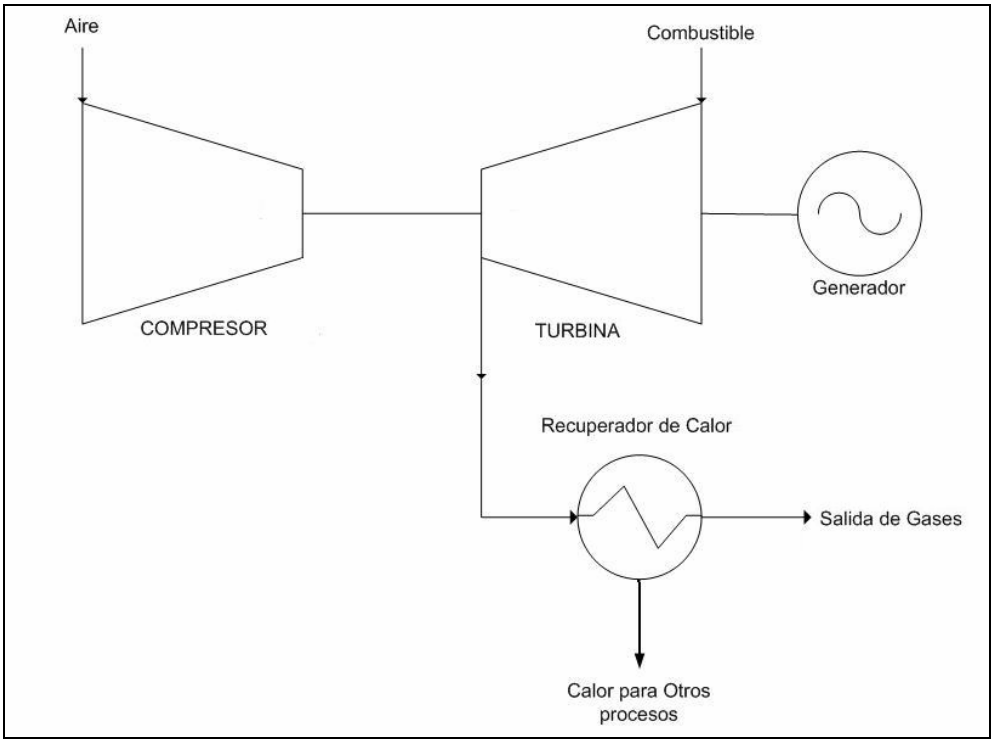

Figura 2-4: Componentes básicos de un equipo CHP, con turbina como fuente de calor

2.5 Minihidráulica

Es posible generar energía eléctrica con pequeños flujos de agua. En estos casos se suelen usar Centrales de Pasada, donde no es necesario interrumpir el flujo del cauce. Una turbina hidráulica es conectada a un generador eléctrico. La energía cinética que puede recuperar la turbina, depende del caudal y de la diferencia de cota de la caída de agua. Es por esto que no todos los cursos de aguas son candidatos para la generación minihidráulica. Es una tecnología altamente eficiente, puede extraer hasta el 80% de la energía del agua y es altamente amigable con el medio ambiente, debido a sus nulas emisiones y a que altera muy poco el entorno. En Chile la Central Puclaro es un ejemplo de este tipo de tecnología. Equipada con dos unidades de 2,8 MW. Utiliza aguas de riego de la IV región de Chile, e inyecta la energía eléctrica en la red de la distribuidora local. En la Figura 2-5 se muestra la

sala de máquinas de la Central Puclaro. La energía diaria generada por la central, durante el mes de julio de 2008, aparece en la Figura 2-6

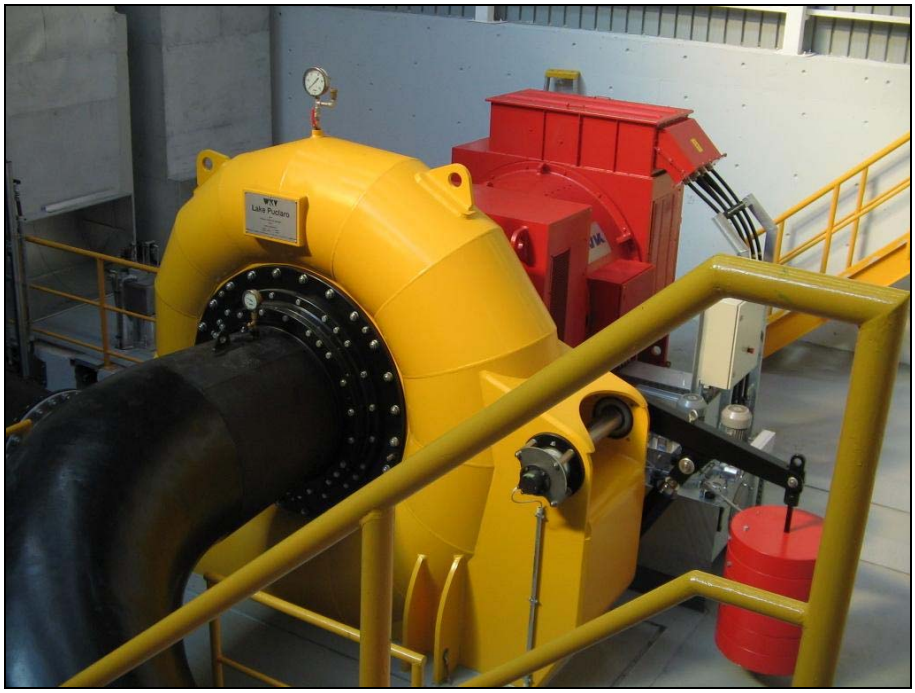

Figura 2-5: Sala de máquinas de la Central Puclaro

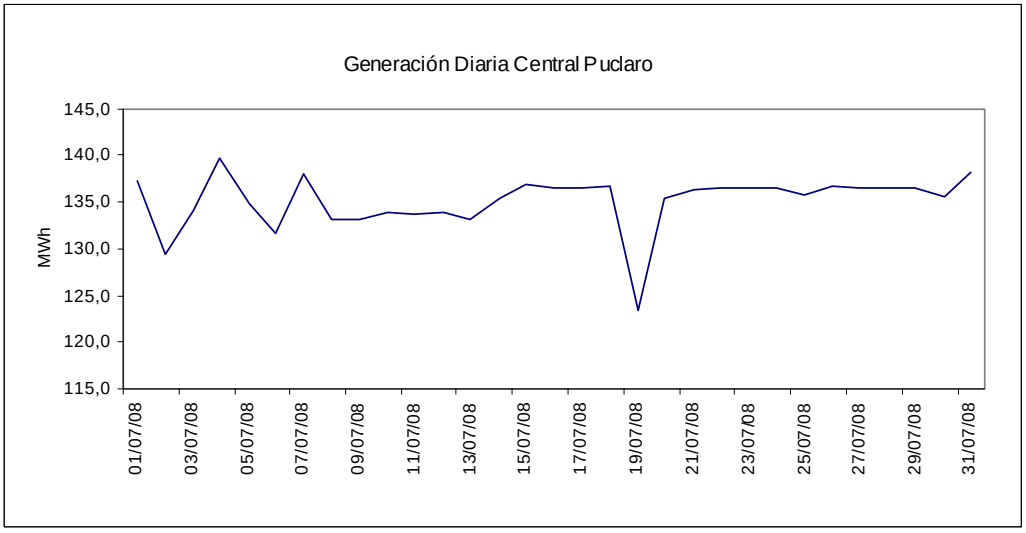

Figura 2-6: Generación de Central Puclaro

2.6 Celdas de Combustible

Son dispositivos capaces de convertir energía química directamente en energía eléctrica Se basan en una reacción química en la que a partir de hidrógeno y oxígeno se genera agua, calor y electricidad (Trebolle, 2006).

a) Modo de funcionamiento:

Dentro de la celda de combustible el hidrógeno es oxidado, mediante un catalizador. Al oxidarse el hidrógeno pierde un electrón. El H+ resultante se traslada a través del electrolito al cátodo, en este lugar se combina con el oxígeno. Esto genera agua. Algunos tipos de Celdas de Combustible adicionalmente generan calor, que puede ser usado en otros procesos. Las Celdas de Combustible generan en corriente continua, es por esto que es necesaria la interconexión a las redes de distribución a través de electrónica de potencia.

La oxidación de carbono presente junto con el hidrogeno, produce rastros de CO2 y de hidrocarburos no metálicos.

b) Tipos de Celdas de Combustible:

Existen 5 tipos de celdas de combustible según el electrolito que usen. La Figura 2-7 muestra un esquema de funcionamiento de las distintas tecnologías y de los portadores de carga para cada caso.

- PEMFC “Proton Echange Membrane Fuell Cells”: el electrolito es un polímero sólido. Operan en el rango de temperatura de 70 ºC a 100 ºC, es por esto que para este tipo de tecnología la cogeneración no es viable. Su eficiencia eléctrica es del orden del 30%.
- PACF: “Phosforic Acid Fuell Cells” Corresponde a la tecnología más madura dentro de las celdas de combustible. El electrolito usado es ácido fosfórico. Funcionan a

altas temperaturas (175 ºC – 220 ºC) y a alta presión 1,5 atmósferas. El exceso de calor puede ser usado para otros procesos. Su eficiencia eléctrica es del orden del 40%

- AFC “Alkaline fuel cells”: el electrolito es hidróxido de potasio. Operan a bajas temperaturas, entre los 60 ºC y los 90 ºC. Su eficiencia llega al 30%.

MCFC “Molten Carbonate Fuel Cells: el electrolito es carbonato fundido.Funcionan a altas temperaturas, del orden de los 700 ºC, lo cual aumenta su eficiencia y permite que además sea una buena fuente de generación de calor para un sistema CHP. Su eficiencia eléctrica llega al 40%. Las desventajas que presentan este tipo de celdas de combustible es que requieren temperaturas similares a su temperatura de operación para partir.

- SOFC “Solid Oxid Fuel Cells” funcionan a altísimas temperaturas, del orden de los 1000 ºC. Es por esto que usan cerámicas como electrolito, debido a que los metales no pueden soportar temperaturas tan altas. Esta tecnología aún se encuentra en estado de desarrollo y no se espera su comercialización en el corto plazo. Su eficiencia llega al 45%.

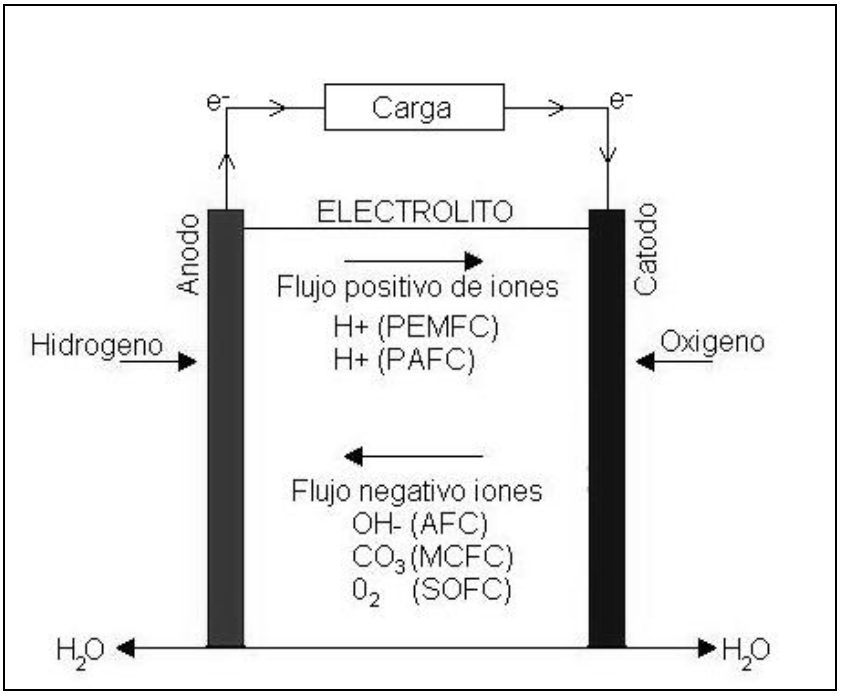

Figura 2-7: Esquema de funcionamiento de una celda de combustible

2.7 Turbinas Eólicas

Corresponde a la generación de energía eléctrica extrayendo energía cinética del viento. Uno de los principales inconvenientes de esta tecnología es la variabilidad en la velocidad del viento, lo que afecta la capacidad de generación de las unidades. En la Figura 2-8 se ve la generación diaria de la Central Canela, Central eólica de 18 MW, durante el mes de julio de 2008.

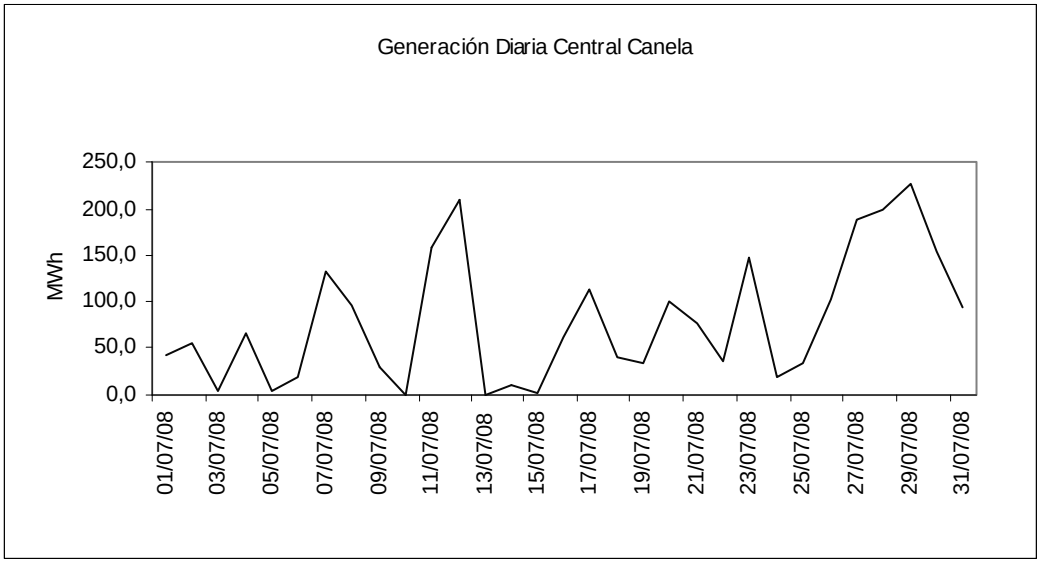

Figura 2-8: Generación diaria Central Canela

Figura 2-9: Central Canela IV Región, Chile.

a) Tipos de Turbinas Eólicas

Las turnias eólicas pueden ser construidas como máquinas de velocidad constante, es decir , como su nombre lo indica, rotan a velocidad constante, sin importar la velocidad del viento o máquinas de velocidad variable, que varían su velocidad de rotación según la velocidad del viento.

- Turbinas eólicas de velocidad variable: estas turbinas suelen generan en corriente alterna de frecuencia variable la frecuencia. Luego mediante convertidores AC-AC este generador inyecta a la red a frecuencia constante.
- Turbinas eólicas de velocidad constante: en estas turbinas se requiere un control externo que varíe alguna de sus características, como el ángulo de las aspas, para mantener la velocidad constante. La idea de este control es aprovechar de la mejor manera las características del viento en un determinado minuto o instante de tiempo. Sin embargo estos sistemas de control agregan un costo importante a las turbinas tanto en su costo inicial como en el de mantenimiento.

2.8 Celdas Fotovoltaicas

Consiste en la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica. Es una de las tecnologías mas usadas para proveer energía eléctrica en lugares de difícil acceso. Sin embargo, la tendencia es que cada vez mas se incorporen como sistemas los edificios y las instalaciones industriales, permitiéndole a estas tecnologías disminuir su consumo e inyectar sus excedentes a la red de distribución. Un avance importante en este sentido lo ha dado el Estado de California con su programa CSI, “California Solar Iniciative”, donde se establece un conjunto de medidas, como la reducción de impuestos y los pagos adicionales por la energía generada. Estos pagos decrecen a medida que aumenta la potencia instalada.

Gracias a estas y otras iniciativas del Estado de California, busca instalar de 180 MW de energía Fotovoltaica.

3. MARCOS REGULATORIOS

En este capitulo se describirán los marcos regulatorios asociados a la GD y a los medios de generación no convencionales. Esto debido a que al igual que lo ocurrido en Chile donde el decreto Nº 244 establece la regulación para la Generación Distribuida y para los Medios de Generación no Convencionales, a nivel internacional ambos temas suelen tratarse juntos.

Este capitulo comienza tratando las regulaciones de España y el Reino Unido, ambas regulaciones son especialmente interesantes, debido a que enfrentan a través de diferentes estímulos la inserción de medios de generación no convencionales en sus sistemas eléctricos. En ambos casos se estudiará en forma resumida la GD y los medios de generación no convencionales.

3.1 Marco Regulatorio en España

3.1.1 Regulación para la Generación Distribuida

En España no se encuentra un marco regulatorio especialmente diseñado para la GD, sólo en el RD 1454/2005, aparece una referencia directa a la posibilidad de que medios de generación se instalen en redes de distribución, especificando que los administradores competentes garantizaran que los procedimientos para la instalación de GD considerarán su tamaño y posible impacto.

3.1.2 Regulación para Medios de Generación no Convencionales

En España la normativa ha apuntado a aumentar la penetración de generación de energía eléctrica que sea amigable con el medio ambiente, denominada generación de régimen especial. La normativa Española establece un precio estabilizado para la venta de la

energía generada mediante procesos que sean medioambientalmente amigables. A continuación se detalla la normativa española para este respecto.

a) Generación de Régimen Especial

La Ley Española (Ley 54/1997) establece que la actividad de generación de energía eléctrica tendrá la consideración de régimen especial cuando su potencia instalada sea menor a 50 MW y se cumpla uno de los siguientes puntos:

i) Autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.

ii) Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

iii) Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.

iv) También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

b) Real Decreto 436/2004

El objetivo de este decreto es el establecimiento de un régimen económico duradero para las instalaciones acogidas al régimen especial. Hace una clasificación dentro de la generación de régimen especial, dividiéndola en 4 grandes grupos:

i) Cogeneraciones u otras formas de energía asociadas a actividades no eléctricas. Si la potencia instalada es inferior a 25 MW al menos el 30% de su producción eléctrica será para autoconsumo. Si la potencia es superior a 50 MW el 50% deberá estar destinado al

autoconsumo. Cuando se trate de instalaciones de autoproducción que utilicen la cogeneración con alto rendimiento energético como forma de producción de electricidad, el porcentaje de autoconsumo referido será del 10 %, cualquiera que sea la potencia de la instalación.

ii) Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, como solar, eólica, geotérmica, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

ii) Instalaciones que usen residuos no contemplados como biomasa.

iv) Instalaciones que con potencia instalada menor a 25 MW que utilizan cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios.

Las instalaciones acogidas a régimen especial tienen dos opciones para vender la energía que inyectan a la red:

i) Vender la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad vendrá expresado en forma de tarifa regulada, esta tarifa estará asociada a la evolución de la tarifa media de referencia (TMR). El precio final asociado a esta tarifa dependerá del tipo de clasificación que tenga la instalación acogida a régimen especial, según lo explicado con anterioridad.

La TMR es el equivalente español al precio de nudo de Chile, ambos se calculan periódicamente, en el caso español es todos los años y se usa para calcular las tarifas de consumo.

ii) Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en

su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro por kWh. El incentivo y la prima a los que se hace referencia dependerá del grupo al que pertenezca la instalación acogida a régimen especial.

3.2 Marco Regulatorio del Reino Unido

En el Reino Unido existe una legislación separada para la GD y para los medios de generación no convencionales.

3.2.1 Regulación para la Generación Distribuida

a) Definiciones para la Generación Distribuida

• Generador Distribuido (Embedded Generator): un generador, incluyendo a clientes con generación propia, cuyos grupos de generación estén conectados directamente a la red de distribución de la compañía distribuidora (DNO).

• Punto de Entrada (Entry Point): el punto donde el generador distribuido (embedded generator) u otro usuario conectado a la red de la empresa distribuidora (DNO) inyecta potencia a la red bajo circunstancias normales.

b) Requerimientos Para la Conexión de Generación Distribuida

• Requerimientos Generales (sección DPC7.2): Las instalaciones de generación distribuida conectada a niveles de tensión bajo 23 kV y con potencias de salida menores a 5 MW, cumplirán como mínimo de los requerimientos que aparecen en la norma ER G59/1 “Recomendaciones para la conexión de plantas de generación privadas al sistema de distribución de Proveedores Públicos de Electricidad”

• Las instalaciones de generación distribuida conectadas a voltajes mayores o con potencias mayores deberán cumplir con la norma NR G75/1 “Recomendación para la

conexión de plantas de generación al sistema publico de distribución sobre 20 kV", sujeto a requerimientos particulares hechos por el operador de la red eléctrica (DNO) durante el proceso de solicitud de conexión.

3.2.2 Regulación para los Medios de Generación no Convencionales

La normativa actual con respecto a energías renovables tiene como antecedente las Obligaciones de Combustibles No Fósiles, NFFO, por sus siglas en inglés, creadas en 1990. Estas correspondieron a una iniciativa del gobierno inglés para subsidiar las centrales nucleares, sin embargo con el tiempo buscaron promover otros tipos de energía.

En el 2002 comienza un nuevo sistema, más asociado a mecanismos de mercado para promover las energías renovables. Este cambio comienza con la aprobación del Acta de Empresas (The Utilities Act), del año 2000, en esta se autoriza que el regulador pueda imponer a los proveedores de energía eléctrica que un monto de dicha energía sea provisto desde fuente de generación renovables. En esta acta se crean las Obligaciones Renovables (Renewable Obligation), que corresponde a la cantidad de energías renovables que un proveedor debe comprar y proveer as los consumidores finales.

Los proveedores pueden cumplir con sus RO, comprando la cantidad requerida de certificados de obligaciones renovables (ROC). Pueden conseguir estos certificados directamente con el generador, comprando energía y el ROC, sólo comprando el ROC o comprando el ROC a otros agentes.

3.3 Marco Regulatorio en Chile

En este capítulo se describen tres temas asociadazos a la GD y los medios de generación no convencionales. Primero se describirán los textos legales que norman tanto a la GD como a

los medios de generación no convencionales. Luego se hará un análisis de cómo estos textos regulan los aspectos principales asociados a la operación económica y técnica de la generación distribuida. Por último se hará un análisis de los incentivos asociados a la instalación de medios de generación no convencionales.

3.3.1 Normativas Chilenas

Cuatro textos legales son los que regulan a la GD y los medios de generación no convencionales.

a) Primeros Antecedentes: Ley 19.940

La normativa chilena para GD y medios de generación no convencionales, nace con la Ley Corta I, Ley 19.940. Esta ley tiene como principal objetivo regular el sector de transmisión en el mercado eléctrico de Chile. Adicionalmente introduce dos modificaciones que son el punto de partida de la GD y de los medios de generación no convencionales. Primero se establece un precio estabilizado para la energía inyectada para medios de generación con excedentes menores a 9 MW. Además, se establece un incentivo, al eximir parcialmente del pago por el uso del sistema de transmisión (peaje troncal) a los medios de generación no convencionales, como la generación eólica, geotérmica y mareomotriz.

b) Decreto Nº 244 “Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación”

El decreto Nº 244, del 17 de enero del 2006. En esta normativa se establecen 3 casos especiales para medios de generación interconectados a los sistemas eléctricos. Estos casos son:

i) Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD): medios de generación con excedentes menores a 9 MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución.

ii) Pequeños Medios de Generación (PMG): medios de generación con excedentes menores a 9 MW, conectados al sistema de transmisión (sistema troncal, subtransmisión o sistemas adicionales).

iii) Medios de Generación no Convencionales (MGNC): Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de generación de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20 MW. En la normativa se establecen las fuentes de energía serán consideradas no convencionales, entre ellas se incluye, la energía hidráulica, eólica, solar, y del océano.

En este texto también se describen condiciones especiales de pago de la energía inyectada.

Este punto se describirá en detalle posteriormente.

c) Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida en Media Tensión

La norma técnica regula tres aspectos técnicos relacionados con la GD:

i) Procedimientos Técnicos de conexión y entrada en operación de un PMGD: En este punto se especifican los equipos de protección y medición que deben poseer los PMGD.

ii) Exigencias técnicas de operación de PMGD: se establecen los rangos máximos de impacto de la GD en la red de distribución. Se establece que la GD no puede operar en isla a menos que esta operación haya sido coordinada con la empresa distribuidora.

iii) Exigencias técnicas de pruebas de conexión de PMGD: se establecen las pruebas necesarias para la conexión y operación de los PMGD en la red.

d) Ley 20.257: Nueva normativa para la Generación de Energía Eléctrica con Energías Renovables

Esta modificación a la ley introduce nuevas obligaciones a las empresas generadoras. Establece que un porcentaje de los retiros que tengan las empresas generadores, es decir de sus clientes, debe ser cubierto mediante generación no convencional.

3.3.2 Regulación para la Generación Distribuida

La regulación para la GD se encuentra en el Título II del Decreto Nº 244, y en la Norma Técnica de Conexión. Se dividirán los temas en tres tópicos, a saber i) despacho, ii) cobros y pagos, iii) conexión y operación de la GD.

a) Despacho de la GD en el Sistema Interconectado de Chile

La operación de las Centrales tradicionales en Chile se coordina mediante un sistema de lista de mérito, a través del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). La primera característica especial de la GD es que puede operar en autodespacho, es decir sin ser coordinado por el CDEC.

b) Costos y pagos asociados a la GD

Los costos de conexión con cargo al propietario de un PMGD, que desea conectarse a las instalaciones de una empresa distribuidora, se determinarán mediante un balance entre los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD y los ahorros por la operación del PMGD respectivo. Las pérdidas que la GD evite en la red se contabilizarán como ahorro producto de la instalación de GD.

La energía que la GD entregue en la red de distribución no dará lugar a pago de peajes de distribución, a menos que den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios en la zona de concesión de la empresa distribuidora.

Por otro lado la energía que la GD entregue a la red podrá optar a dos precios, un precio estabilizado, igual al precio de nudo vigente para la barra de más alta tensión de la subestación primaria que corresponda. El otro precio al que pueden optar es al costo marginal del sistema, en la misma barra que se considera el precio de nudo. La potencia entregada a la red deberá ser incluida en los balances de potencia del CDEC.

c) Conexión y operación de la GD:

El decreto Nº 244/2005 establece el procedimiento administrativo que debe cumplir un PMGD para conectarse a la red de distribución. Este proceso consta de tres etapas:

i) El propietario de la GD debe informar su intención de conectarse a la red de la empresa de distribución eléctrica respectiva.

ii) El propietario de la GD presenta una solicitud de conexión a la red (SCR)

iii) La empresa de distribución eléctrica debe responder a la SCR en el Informe de Criterio de Conexión (ICC), donde manifiesta su conformidad o disconformidad a lo presentado en el SCR. En caso de que se manifieste disconforme, las divergencias son resueltas por la Superintendecia de Electricidad y Combustible (SEC).

Junto con el ICC la empresa distribuidora puede presentar un informe de costos de conexión, en este debe incluir los costos por refuerzos de la red y los ahorros por menores pérdidas en ella.

Por otra parte la Norma Técnica de Conexión establece los criterios y pruebas que se exigirán a la GD antes de su conexión y durante su operación.

3.3.3 Regulación para los Medios de Generación no Convencionales

La ley Nº 19.940 establece que se eximirá del pago de peajes a los medios de generación no convencionales, de acuerdo a lo que se explicita a continuación. Es el decreto Nº 244/2005 se establece qué generación será beneficiada y cual será el nivel de eximición.

a) Medios de Generación Eximidos del Pago de Peajes

Las fuentes primarias que se consideran como medios de generación no convencionales, por lo tanto eximidas del pago de una parte de los peajes corresponden a:

i) Energía hidráulica de cursos de agua: energía potencial y cinética del agua obtenida por medio de centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 20 MW.

ii) Energía geotérmica: corresponde a aquella que se obtenga del calor natural de la tierra.

iii) Energía solar, obtenida directamente de la radiación solar.

iv) Energía eólica: energía cinética del viento.

v) Energía de los mares: toda forma de energía hidráulica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como cualquier otra forma de energía proveniente de los mares.

vi) Energía obtenida de la biomasa: es la obtenida de cualquier tipo de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal, que pueda ser usada directamente como combustible o convertida en otras fuentes de energéticas líquidas o gaseosas antes de la combustión.

vii) Las instalaciones de cogeneración que no usen como fuente algunas de las señaladas como no convencionales, y que tengan excedentes menores a 20 MW, podrán ser clasificadas como MGNC, si acreditan un rendimiento energético superior al que especifique la norma técnica respectiva.

viii) Las instalaciones de cogeneración, que utilicen calor residual de un proceso térmico independiente de la actividad de cogeneración, no deberán acreditar un rendimiento técnico superior, para ser calificadas como MGNC.

b) Pago de Peajes de los Medios de Generación no Convencionales

El pago por el uso del sistema de transmisión troncal que debe hacer un MGNC se divide en dos:

i) Peaje del MGNC: este parte del peaje esta relacionada con la potencia que inyecta el PMGD, si la potencia inyectada es menor a 9 MW está liberado de este pago. Si esta entre 9 MW y 20 MW, el pago es proporcional a la inyección del PMGD.

ii) Peaje adicional del MGNC: esta parte esta asociada a cual es el nivel de penetración que tienen los MGNC en el sistema en su conjunto, si la capacidad conjunta exceptuada de peajes es menor al 5 % de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, entonces los MGNC están liberados de este pago. Si es mayor al 5% el pago se hará un pago proporcional al grado de penetración que tengan los MGNC y a la fracción ya eximida de pago, según lo visto en la letra a, para cada MGNC.

c) Obligaciones de Suministro Mediante Medios de Generación no Convencionales

La ley Nº 20.257 establece que todas las empresas que tengan retiros en sistemas cuya potencia instalada sea mayor a 200 MW, deben acreditar que inyectaron una cantidad de energía equivalente al 10% de dichos retiros, desde fuentes renovables no convencionales, llamadas también Medios de Generación no Convencional (MGNC). En caso de que las inyecciones hayan sido mayores al 10%, las empresas pueden transar sus excedentes con

otras empresas. En caso de que una empresa no cumpla con esta norma se establece una multa de 0.4 UTM por cada MWh de déficit. En caso de que una empresa no cumpla durante 3 años seguidos la multa aumenta a 0.6 UTM MWh. En base a los datos del CDEC-SIC y al Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Abril 2008, es posible estimar la energía que debiera ser abastecida desde medios de generación no convencionales, este resultado se presenta en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Proyección de Energía Generada desde MGNC

	Energia Generada MGNC
	GWh
2008	4.160.221
2009	4.353.386
2010	4.585.387
2011	4.874.458

4. UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE LA GD EN REDES DE MT

4.1 Introducción

En este capítulo se presenta el proceso de ubicación y dimensionamiento óptimo de dos unidades de GD conectadas en barras diferentes de un alimentador de MT. El criterio de selección de la solución óptima se basará en la disminución de pérdidas que cada generador evita en la red.

Debido a la dimensionalidad del problema general, de ubicación y dimensionamiento de GD en redes de MT, y su complejidad de resolución, éste ha sido estudiado por varios autores mediante distintas simplificaciones y diversas heurísticas de optimización. Así como se tiene la optimización a través de la función objetivo de disminución de pérdidas, también es posible determinar la existencia de otros objetivos en la generación distribuida tales como maximizar la penetración de la tecnología ambientalmente amigable u optimizar el costo total de la red, entendido como el costo de ampliación de la red debido al crecimiento de la demanda. En este contexto, cabe destacar una breve descripción de cinco trabajos relevantes sobre el tema:

i) Celli y Pilo (2001) realizaron uno de los primeros trabajos relacionados con el tema de la ubicación y el dimensionamiento de la GD en redes de media tensión. El objetivo que se plantearon fue minimizar el costo total de la red, incluyendo expansión y construcción de la red. Los autores enfrentan el problema mediante un algoritmo evolutivo o genético, (GA). Estos parten con un grupo dado de soluciones posibles para el problema, luego combinan distintas opciones dentro de estas soluciones, creando un nuevo grupo de soluciones. Si las nuevas soluciones presentan un mejor desempeño que las originales, se mantiene este nuevo grupo, si no se vuelve a recombinar

aleatoriamente el grupo original de posibles soluciones. El principio básico es iterar muchas veces para dejar las mejores soluciones, es decir, las óptimas.

ii) Gozel, Hocaoglu, Eminoglu, Balikci (2003) su trabajo se concentra en la ubicación y dimensionamiento de GD en un alimentador radial. Suponen una función continua de la demanda a lo largo del alimentador, considerando distintas formas de distribución de la demanda. Consideran que los GD son elementos que inyectan corriente, siempre aguas en dirección aguas abajo de la red. Mediante esta función de corriente derivan la función de pérdidas y llegan a óptimos. Luego, utilizando un modelo reducido prueban mediante un algoritmo la mejor solución continua, vale decir considerando como puntos factibles cada nodo de la red.

iii) Rahman, Rahim, Musirin (2004) este trabajo busca minimizar las pérdidas en la red de distribución mediante introducción de un grupo de generación distribuida en la red, teniendo como restricción los limites de voltaje en cada nudo de la red. Para solucionar el problema usan un algoritmo genético (GA), sobre un grupo de posibles nudos de la red, seleccionados previamente en base a un índice de sensibilidad de estabilidad de voltaje, previamente desarrollado por lo autores.

iv) Cerpinelli, Celli, Mocci, Pilo, Russo (2005) establecen que el problema de ubicación y dimensionamiento de GD es un problema multi objetivo (MO) que se resuelve en un ambiente incierto. Establecen un grupo de escenarios, donde se manejan las variables externas, como la demanda, la velocidad del viento, etc. Para cada una de las posibles soluciones, evalúan varios atributos, creando una curva de Pareto, donde ninguna de las posibles soluciones es mejor a otra en todos los atributos. Para establecer un criterio de ubicación y dimensionamiento de GD se genera un ponderador de todos los factores. Se selecciona la solución que es más robusta ante todos los escenarios.

v) Keane O'Malley (2005) el objetivo de los autores es maximizar la penetración de generación distribuida en todas las barras de un alimentador de distribución. Lo hacen bajo el supuesto que toda la tecnología que entre en la red será amigable con el

medio ambiente. Las restricciones consideradas son las capacidades de las líneas, las capacidades de los transformadores, los niveles de cortocircuito en las barras, la variación de voltaje y la potencia primaria de energía en cada barra, vale decir el recurso primario de energía que se encuentra presente. Estas restricciones son tratadas de forma lineal. Esto permite que, mediante programación lineal, se resuelva el problema.

4.2 Enfoque del Problema

En esta tesis la localización y dimensionamiento óptimos para los dos GD que se conectarán en una red de MT, que puede ser tanto radial como enmallada, utilizará como criterio la disminución de pérdidas que cada generador evita en dicha red. Para establecer el aporte individual de cada generador en el sistema se utilizará el método de asignación de pérdidas denominado “Método de los Coeficientes Marginales”, detallado en la sección 4.4. Esta es la principal diferencia con otros trabajos ya que considera que ambos generadores compiten en la red, por la disminución de las pérdidas.

Se tratará el problema mediante dos casos básicos de estudio. El primero corresponde a un modelo reducido de 25 barras, evaluado con dos configuraciones de red, radial y enmallada. El segundo corresponde a una red de distribución real de 1059 barras, que está constituida por tres alimentadores radiales. Los casos de estudio se describen en el capítulo 5.

4.3 Supuestos del Problema

Los supuestos del problema abordado en esta tesis se de dividen en tres grandes grupos, primero se tratan los supuestos relacionados con la red de distribución, segundo los supuestos relacionados con la forma de operación de la GD y en tercer lugar se describen los supuestos económicos realizados para la valoración de la GD.

4.3.1 Supuestos de la Red de MT

a) Configuración de la red

Una vez definida la configuración o topología de una red que representa a un sistema de distribución de MT o a una parte de éste, entonces se supone que la configuración se mantendrá inalterable durante todo el periodo de evaluación. Las redes que se usarán pueden ser tanto radiales como enmalladas. Se trabaja sólo en MT, vale decir no se consideran la disminución de las pérdidas en el transformador de AT a MT debido a la disminución del flujo a través de éste. Para la red real, de 1059 nodos se consideran las compensaciones estáticas de reactivos que dicha red tiene.

b) Demanda considerada

Para proyectar la demanda se debe considerar la estadística de consumo de cada alimentador del sistema de distribución en el cual se analizará la conexión de GD y una estimación del crecimiento de la demanda de dicho alimentador. Para proyectar la demanda se utiliza la tasa de crecimiento esperado para los clientes regulados, informada en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo (ITD) del mes de abril de 2008. Con estos dos datos se proyecta una demanda horaria para el alimentador para el periodo de evaluación. Luego en base a esta curva de demanda horaria proyectadas se construye una curva de duración para el periodo completo de estudio. Esta curva de duración es discretizada en 3 bloques de energía promedio.

En el capítulo 5 se muestra el resultado de esta discretización para los casos estudiados.

4.3.2 Supuestos de las Unidades de GD

a) Modo de Operación

La GD opera en todo momento en paralelo a la red, sin considerar la posibilidad de operación en isla. Se asume que las unidades funcionarán de manera continua durante el periodo de evaluación, es decir, no se considera variabilidad en la generación.

b) Nivel de Penetración de la Generación Distribuida

La potencia entregada por la GD a la red estará limitado por:

i) La normativa de Chile, que restringe la potencia inyectada a la red de la GD a 9 MW.

ii) Los GD no tendrán la capacidad de invertir los flujos en la cabecera del alimentador para ningún nivel de demanda.

iii) La capacidad de los alimentadores de la red permanece constante durante el periodo de evaluación.

c) Cantidad de Unidades de Generación Distribuida

El estudio considera un modelo de optimización para dos unidades generadoras equivalentes de GD conectadas en diferentes barras de la red de MT. En base a lo anterior, estas dos unidades pueden ser “unidades equivalentes”, es decir conjuntos de pequeñas o medianas unidades generadoras conectadas a una misma barra, dando lugar a una unidad generadora equivalente.

d) Regulación de Potencia Reactiva

Las unidades de GD en la red no regularán activamente la tensión en el punto de repercusión (Art. 3-18 NTCO). Por esto mantendrán su factor de potencia constante.

4.3.3 Supuestos para la Evaluación Económica

a) Periodo de Evaluación

El periodo de evaluación es de 4 años, coincidente con el tiempo de validez del Informe del Valor Agregado de Distribución.

b) Costos Asociados

Se usarán costos promedios informados por NREL ("National Renewable Energy Laboratory"), para microturbinas con sistemas CHP ("Combined Heat and Power"). En la Tabla 4-1 se presentan los costos de instalación y operación por kW.

Tabla 4-1: Costos asociados a grupos CHP

Capacidad Nominal	**(kW)**	**30**	**80**	**100**	**1.000**
Eficiencia Eléctrica PCS	%	22.6	24.2	26	24,3
Eficiencia Eléctrica PCS	Btu/kWh	15.071	13.544	14.103	15.580
Eficiencia completa (con CHP)	%	61	63	63	65
Calor recuperado CHP	MMBtu/hr.	0,186	0,412	0,466	6,7
Costo de Instalación	USD/kW	2.263	1.713	1.576	1.403
Costo de Instalación CHP	USD/kW	2.636	1.932	1.769	1.910
Costo O&M	USD/kW	0,02	0,013	0,015	0,0096

c) Precios de Valorización

Los precios de la energía considerados en la valorización del método son de dos tipos: i) el precio de nudo utilizado para las transacciones hundidas en el sistema de distribución y ii) el costo marginal esperado para la venta de excedentes en el mercado spot.

Los precios usados se basan en e Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Abril de 2008. Para valorizar las pérdidas evitadas por la GD se usará el precio de nudo de abril del 2008 para la barra Quillota 220 kV, igual a 93,16 US$/MWh (41,264 $/kWh,

considerando el tipo de cambio usado n el ITD de Abril 2008).La energía inyectada por la GD será valorizada al costo marginal.

La estimación del costo marginal horario para el horizonte de evaluación se describe en el capítulo 5.

4.4 Planteamiento Analítico del Algoritmo de Solución del Problema

En esta sección se describirán las bases matemáticas usadas para resolver el problema. Primero se hace la descripción de los Factores Marginales de Pérdidas, que corresponden al método de asignación de pérdidas seleccionado, otro método de asignación de pérdidas se describe en el Anexo B. Estos factores serán usados en la construcción de la función objetivo que se describe en la subsección 4.4.2

4.4.1 Métodos Marginalistas de Asignación de Pérdidas en Sistemas de Distribución

Los coeficientes de pérdidas marginales se definen como:

$$\rho_{Pi} = \frac{\partial L}{\partial P_i} \tag{4.1}$$

$$\rho_{Qi} = \frac{\partial L}{\partial Q_i} \tag{4.2}$$

Los coeficientes de pérdidas marginales miden la variación en las pérdidas totales de potencia activa (L), debido a un cambio de la potencia activa (P_i) o reactiva (Q_i), en una barra determinada. Los coeficientes marginales también permiten disponer de un criterio para discriminar a cargas y generadores dentro de una red:

Para las demandas conectadas a una cierta barra de la red:

• Si los coeficientes son negativos, un aumento en la demanda en ese nodo o barra aumenta las pérdidas.

• Si los coeficientes son positivos, un aumento en la demanda en ese nodo disminuye las pérdidas.

Para el generador conectado a una cierta barra de la red:

• Si los coeficientes son negativos, un aumento en la generación en ese nodo disminuye las pérdidas.

• Si los coeficientes son positivos, un aumento en la generación en ese nodo disminuye las pérdidas.

Este criterio es el que se aplicará en las barras del sistema de distribución para seleccionar las barras de MT donde la instalación de GD causaría un mayor impacto en la disminución de pérdidas.

La forma de calcular los índices se describe a continuación:

Para la barra "i" que corresponde a la barra slack o de referencia del sistema se tiene:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial L}{\partial Q_i} = 0 \tag{4.3}$$

Para las barras "i" que correspondan a nodos de potencia y voltaje constante (PV) se tiene:

$$\frac{\partial L}{\partial Q_i} = 0 \tag{4.4}$$

Considerando que las pérdidas activas totales en el sistema son:

$$L = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{N} G_{ij}\left[V_i^2 + V_j^2 - 2*V_i*V_j*\cos(\theta_i - \theta_j)\right] \tag{4.5}$$

Luego es posible escribir una ecuación matricial, derivando la ecuación de pérdidas:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_N} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_N} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \frac{\partial P_2}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_1}{\partial V_N} & \frac{\partial P_1}{\partial V_N} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial V_N} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_N} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial P_N} \\ \frac{\partial L}{\partial Q_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial Q_N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \theta_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial L}{\partial V_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial V_N} \end{bmatrix} \tag{4.6}$$

Esta ecuación puede ser escrita como:

$$A \cdot \tilde{\rho} = b \tag{4.7}$$

La matriz A, en la ecuación (4.6) corresponde a la matriz Jacobiana transpuesta del método de flujo de potencia de Newton Raphson

Como la ecuación de pérdidas es conocida, podemos escribir los elementos del vector b como:

$$\frac{\partial L}{\partial \theta_i} = 2\sum_{j}^{N} G_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \sin(\theta_i - \theta_j) \quad \text{i = 1,...,N} \tag{4.8}$$

$$\frac{\partial L}{\partial V_i} = 2\sum_{j}^{N} G_{ij} \cdot \left(V_i - V_j \cos(\theta_i - \theta_j)\right) \quad \text{i = 1,...,N} \tag{4.9}$$

Siguiendo el procedimiento descrito las pérdidas calculadas son aproximadamente el doble de las reales, es por esto que se deben ponderar los resultados. Los resultados sin la ponderación se pueden expresar como:

$$\sum_{i=1}^{N-1} \left[\tilde{\rho}_{Pi} \cdot P_i + \tilde{\rho}_{Qi} \cdot Q_i \right] \approx 2L \tag{4.10}$$

Luego se genera un factor ponderación k_0, el que se describe en la ecuación (4.11):

$$\kappa_0 = \frac{L}{\sum_{i=1}^{N-1}(\tilde{\rho}_{Pi} \cdot P_i + \tilde{\rho}_{Qi} \cdot Q_i)} \tag{4.11}$$

Matricialmente esto se puede escribir como:

$$\overrightarrow{MLC} = \kappa_0 \cdot \tilde{\rho} \tag{4.12}$$

Los factores marginales de pérdidas ponderados (reconcilied MLCs) permiten asignar las pérdidas a cada usuario de la red, como lo muestra la ecuación (4.13)

$$\sum_{i=1}^{N-1} MLC_{Pi} P_i + \sum_{i=1}^{N-1} MLC_{Qi} \cdot Q_i = L \tag{4.13}$$

Para asignar las pérdidas totales a cada usuario de la red usamos los factores marginales de pérdidas ponderadas (reconcilied MLCs).

$$L_{Gi} = P_{Gi} \cdot MLC_i \tag{4.14}$$

$$L_{Di} = -P_{Di} \cdot MLC_i \tag{4.15}$$

4.4.2 Función Objetivo de Cada Uno de los Grupos de GD

El objetivo de cada unidad equivalente de GD es maximizar las pérdidas evitadas de energía asignadas a cada unidad generadora durante todo el periodo de evaluación. Para esto se debe minimizar la función pérdidas asignadas, que aparece en la ecuación 4.16.

$$ALG_j = \sum_{i=1}^{m} MLC_{ji} * K_i * EG_j \tag{4.16}$$

ALGj: Pérdidas asignadas al generador ubicado en la barra j

MLCij: “Reconcilied Marginal Loss Coeficients”, Coeficientes Marginales Ponderados para el nivel i de demanda y la barra j

Ki: Ponderador del nivel i de Demanda.

EGj: Energía generada por el GD ubicado en la barra j.

m: corresponde a todos los intervalos de discretización de la Demanda, durante todo el periodo de evaluación.

La función objetivo estará restringida por las capacidades de las líneas, expresado en la ecuación 3.14

$$I_{ij} < I_{ij}^{Max},\ \forall\ barra\ i, j\ \text{ y } i \neq j \tag{4.17}$$

Iij: Corriente que circula entre los nodos i y j de la red.

IijMax: Corriente máxima que puede circular entre los nodos i y j de la red.

Además, se impedirá que la GD instalada en una barra del alimentador, invierta los flujos en la cabecera del alimentador. Con esto se evitan costos importantes en protecciones capaces de distinguir direcciones de flujo.

$$P_{G\ slk} - P_{D\ slk} \geq 0 \tag{4.18}$$

PG slk: potencia generada en la barra slack.

PD slk: Potencia demanda en la barra slack. En este caso correspondería a la potencia que la red de Distribución exportaría al resto del sistema.

4.5 Descripción del Algoritmo de Solución

La solución se consigue mediante un algoritmo secuencia que se aplica en dos etapas, es decir, para cada etapa se resuelve para un generador a la vez. Una vez resuelto para el primer generador, este es considerado como dato para el segundo generador. La función que rige la ubicación y dimensionamiento de la GD en cada etapa es la misma, descrita en la ecuación 4.16. En ambas etapas se seleccionan un grupo de barras candidatas a la instalación de GD, en base a los coeficientes marginales de pérdidas. Luego se itera sobre estas barras, evaluando el desempeño de cada una de ellas a través de la función objetivo.

4.5.1 Primera Etapa: Conexión del Primer Generador

Los pasos del algoritmo son:

i) Considerando los distintos niveles de Demanda, se procede al cálculo de los factores de pérdidas marginales, esto es, para las “m” demandas discretizadas se evaluarán los factores marginales de pérdidas, luego el valor del factor para cada barra será el promedio ponderado por el número de horas, que está presente cada uno de los “m” bloques de discretización de la Demanda. Se seleccionan las “n” mejores posiciones para ubicar el primer generador. Estos “n” mejores corresponden a las barras cuyos factores marginales de pérdidas, sean menores. A estas barras se les llamará barras candidatas para la ubicación de GD.

ii) En cada una de las barras candidatas para la ubicación de GD se realizan varias simulaciones para la instalación de un GD que se conecta con distintos niveles de potencia a la red, obteniendo las pérdidas asignadas a cada condición. La posición y el dimensionamiento que maximicen las pérdidas evitadas asignadas al GD se almacenarán como el mejor resultado.

El diagrama de flujo del algoritmo se presenta en la Figura 4-1.

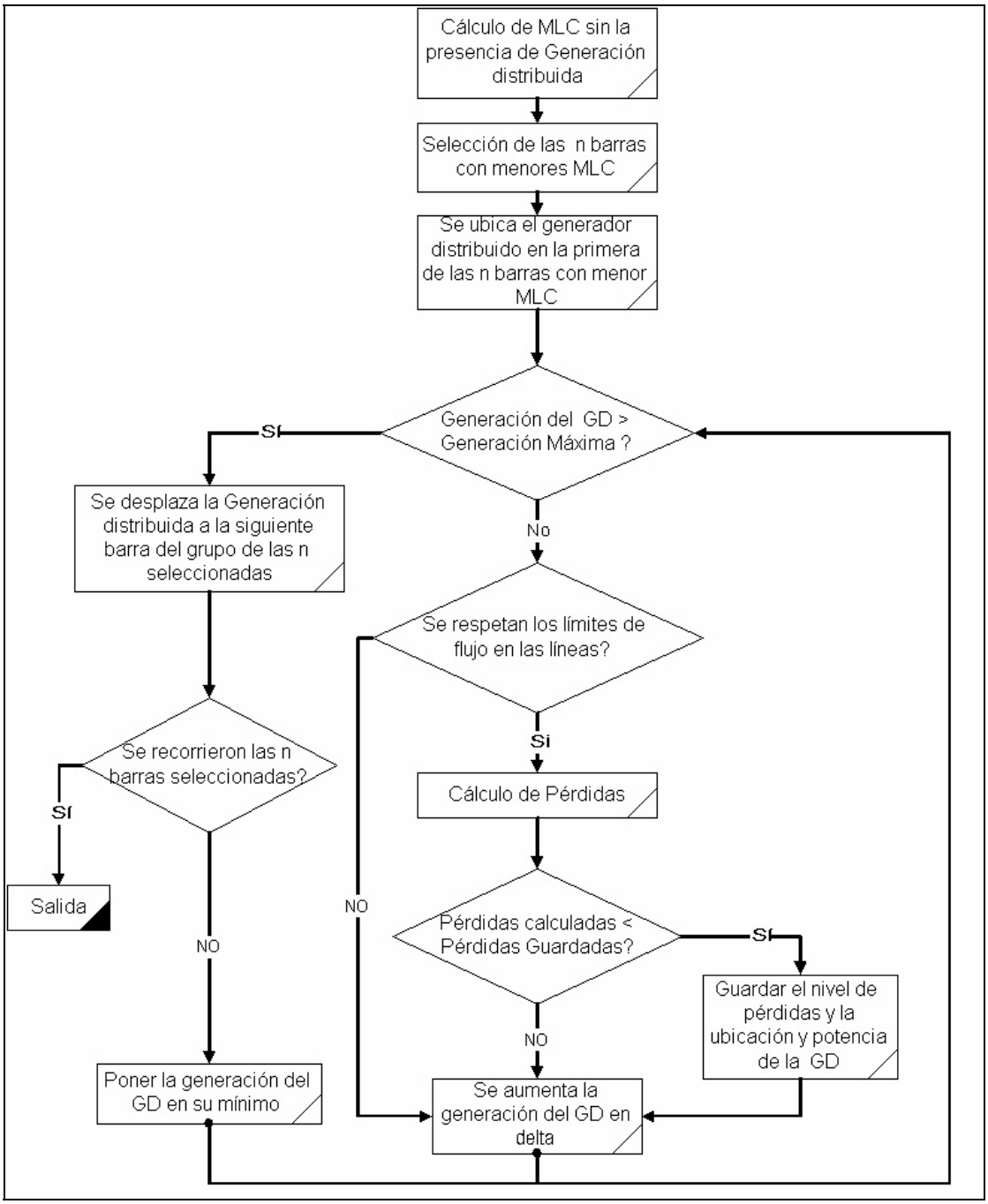

Figura 4-1: Diagrama de flujo del algoritmo de solución.

4.5.2 Segunda Etapa: Conexión del Segundo Generador

La conexión del segundo generador en la red contempla el mismo procedimiento que se describió para el primer generador, considerando el resultado de la primera etapa como parte de la nueva red. Esto implica que el segundo generador no puede instalarse en la misma barra que el primero.

5. CASOS DE ESTUDIOS: DESCRIPCIÓN SIMULACIONES Y RESULTADOS

El algoritmo descrito en el capítulo anterior fue probado en dos redes. Primero en un modelo reducido de 28 barras, que fue evaluado con dos configuraciones, radial y enmallada, y en una red real, de 1059 barras constituida por tres alimentadores radiales. Para la red de 28 barras se hace un análisis de los resultados obtenidos del algoritmo. Adicionalmente a esto, para la red real se hace un estudio de la viabilidad económica de la instalación de GD en la red.

5.1 Red Reducida de 28 Barras

El modelo de red de Distribución de MT tiene 28 barras, de ellas 25 tienen cargas. El voltaje de las líneas es de 15 kV. Se elige como potencia base 100 MVA, y como voltaje base 10 kV. La demanda máxima total es de 15.5 MW.

Esta red se estudiará para dos casos, constituidos por dos configuraciones distintas, una completamente radial y otra con una parte del alimentador radial. Para ambos casos estudiados se usarán 10 barras como candidatas para la instalación de GD.

En virtud de la mayor generalidad que presenta esta red, debido a que contiene alimentadores radiales y enmallados, sus características se incluyen en el Anexo A.

5.1.1 Características de la Red con Configuración Enmallada

La Figura 5-1 presenta el diagrama unilineal del sistema con configuración enmallada. Las características de la red, sin presencia de GD se presentan en la Tabla 5-1

Tabla 5-1: Características del alimentador con configuración enmallada .

Demanda Máxima	Demanda de Energía	Pérdidas sin GD	Pérdidas sin GD
MW	GWh	GWh	%
7,755	150,79	2,86	1,9%

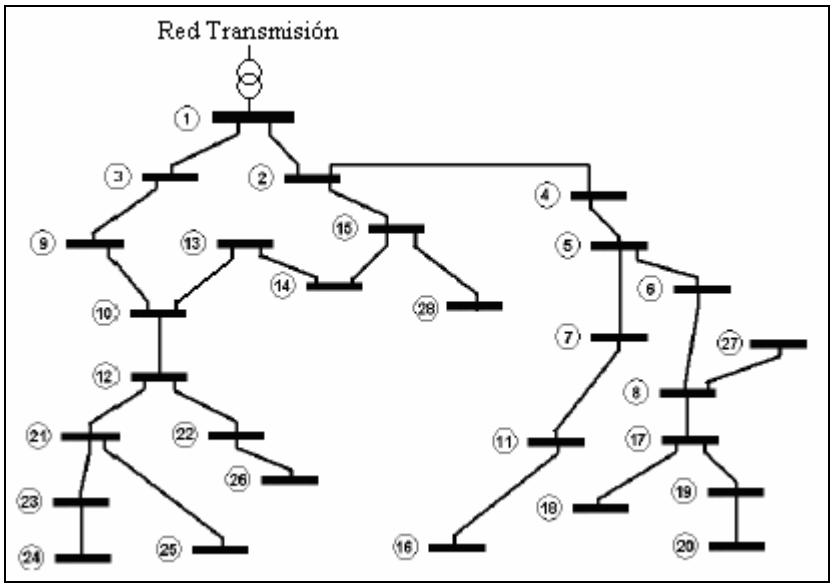

Figura 5-1: Diagrama unilineal del sistema de pruebas de 28 barras, configuración enmallada

5.1.2 Características de la Red con Configuración Radial

La red radial se construye desde la red enmallada, eliminando la línea que une los nodos 1 y 3. El diagrama unilineal se muestra en la Figura 5-2. Las características de la red, sin presencia de GD se presentan en la Tabla 5–2.

Tabla 5-2: Características del alimentador con configuración radial

Demanda Máxima	Demanda de Energía	Pérdidas sin GD	Pérdidas sin GD
MW	GWh	GWh	%
7,755	150,79	4,85	3,2%

Como se puede apreciar, la red radial presenta mayores pérdidas de energía que la red enmallada, para la misma demanda.

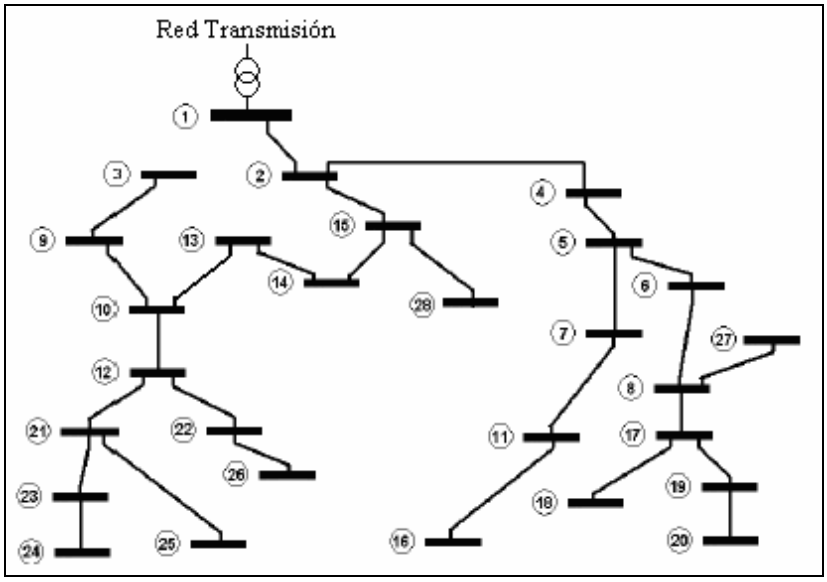

Figura 5-2: Diagrama unilineal del sistema de pruebas de 28 barras, configuración radial

5.1.3 Discretización de la Demanda

Para ambos casos, es decir para la red con configuración radial y con configuración enmallada, se utilizó la misma discretización de la demanda. La potencia demandada del sistema es de 7,755 MW. Sobre esta demanda, se usan factores moduladores creados en base a una curva típica de demanda del SIC, proyectada en base a las tasas de crecimiento para clientes regulados del último informe de Precio de Nudo. Esta tasa se presenta en la

Tabla 5-3, utilizando el año 2007 como base, y considerando la tasa de crecimiento anual para clientes regulados.

Tabla 5-3: Proyección de la demanda del SIC

PROYECCIÓN DE DEMANDAS SIC %			
Año	**Libre**	**Regulado**	**Total**
2008	2,4%	4,8%	3,8%
2009	3,2%	5,2%	4,4%
2010	4,9%	5,5%	5,2%

Considerando estos datos se construyó una curva de Duración de la Demanda para el periodo completo, vale decir, los 4 años estudiados, o 35.040 horas. Esta curva se muestra en la Figura 5-3 Esta curva fue normalizada por la demanda máxima del primer año y discretizada en 10 bloques. La curva discretizada se muestra en la Figura 5-2. La discretización aparece en la Tabla 5-2. Con estos factores de discretización se modula la demanda para generar 10 escenarios de demanda. Cada uno de estos escenarios tiene la misma cantidad de horas, 3.504 horas.

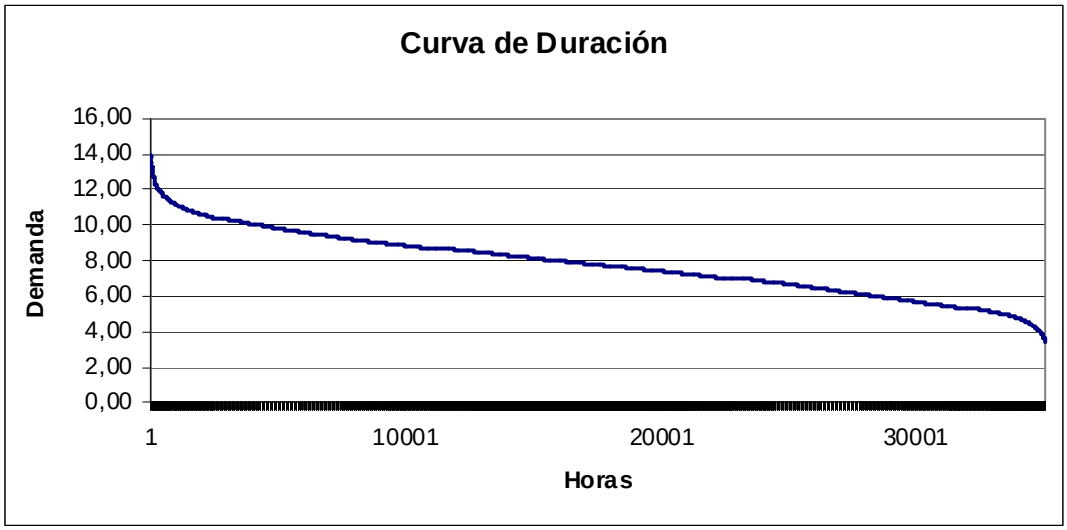

Figura 5-3: Curva de Duración de la Demanda para el periodo completo de evaluación.

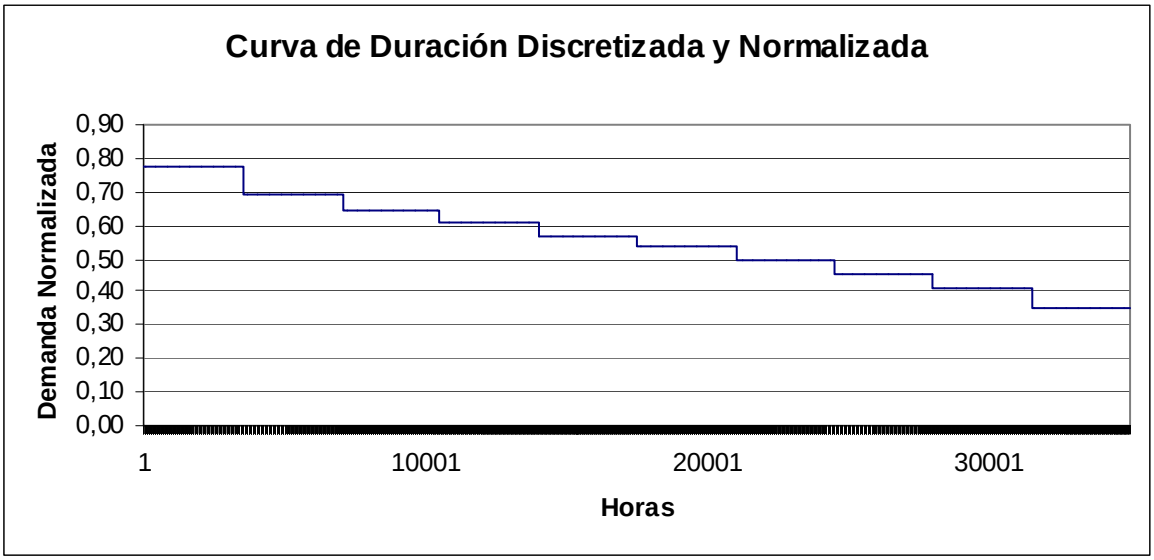

Figura 5-4: Curva de Duración discretizada y normalizada por demanda máxima

Tabla 5-4: Discretización de la Demanda en 10 escenarios .

Tabla de Discretización				
Escenario	**Horas escenario**	**Ponderación**	**Demanda (MW)**	**Nivel de demanda (%)**
1	3504	10%	10,9	78%
2	3504	10%	9,7	69%
3	3504	10%	9,1	65%
4	3504	10%	8,5	61%
5	3504	10%	8,0	57%
6	3504	10%	7,5	54%
7	3504	10%	7,0	50%
8	3504	10%	6,4	46%
9	3504	10%	5,8	41%
10	3504	10%	4,9	35%

5.1.4 Resultados para la Red de 28 Barras Enmallada

En este caso las diez barras seleccionadas como posibles candidatos a la instalación del primer generador fueron los que se presentan en la Tabla 5–5.

Tabla 5-5: Barras candidatas para la instalación del primer grupo GD.

Barra	Indice MLC
20	-1,14
19	-1,10
18	-1,01
17	-0,97
27	-0,89
8	-0,89
16	-0,86
11	-0,85
6	-0,81
7	-0,80

En este grupo de barras comienza la iteración descrita en el capítulo 4, sección 4.5.

El resultado para la primera etapa se presenta en la Tabla 5-6

Tabla 5-6: Resultado para la primera etapa del algoritmo .

Barra donde se Ubica la GD	Potencia (kW)	Pérdidas Evitadas (MWh)	Valor Pérdidas Evitadas (USD)
8	900	427	39.779

Para la valoración de las pérdidas se usó el precio de nudo de energía calculado por la Comisión Nacional de Energía, en el informe de Precios de Nudo de Abril 2008, para la barra Quillota 220 kV. Este corresponde a 41,264 $/kWh. Se usó el tipo de cambio informado por la CNE para marzo de 2008 (442,94 $/USD).

Las barras candidatas, para el segundo generador que se instala en la red, considerando que el primero ya esta instalado son las que se presentan en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7: Barras candidatas para la instalación del segundo GD

Barra	Indice MLC
20	-0,73
19	-0,69
24	-0,63
23	-0,61
18	-0,60
16	-0,59
11	-0,57
17	-0,56
25	-0,54
26	-0,53

Los resultados para el proceso completo se presentan en la Tabla 5-8. En esta se presentan las pérdidas asignadas a cada generador, el primero de estos se ubicó en la barra 8, con una potencia de 900 kW, el segundo se ubica en la barra 23, con una potencia de 500 kW.

Tabla 5-8: Resultados para red enmallada

Barra donde se ubica la GD	Potencia (kW)	Pérdidas evitadas (MWh)	Valor de Pérdidas Evitadas (USD)
8	900	432	40.276
23	500	161	14.983

Es interesante notar que la entrada del segundo generador beneficia al primero, esto se produce porque las pérdidas evitadas totales son mayores, luego en la asignación de pérdidas el primer generador se ve beneficiado. Otro punto interesante de notar son los índices MLC, como ya se explicó estos son proporcionales a la derivada de las pérdidas con respecto a la generación en cada barra. Se ve que para el segundo grupo de GD los índices son mayores. En efecto, para el primer generador varían de -1,14 a -0,8, para el

segundo generador varían entre -0,73 y -0,53. Esto implica que las posibilidades de reducir las pérdidas una vez que se instaló el primer generador son menores.

Otro resultado interesante es el cambio del perfil de voltaje en el sistema. En la Figura 5-5 se aprecia como el nivel de voltaje mejora para todas las barras del sistema para el caso de demanda máxima.

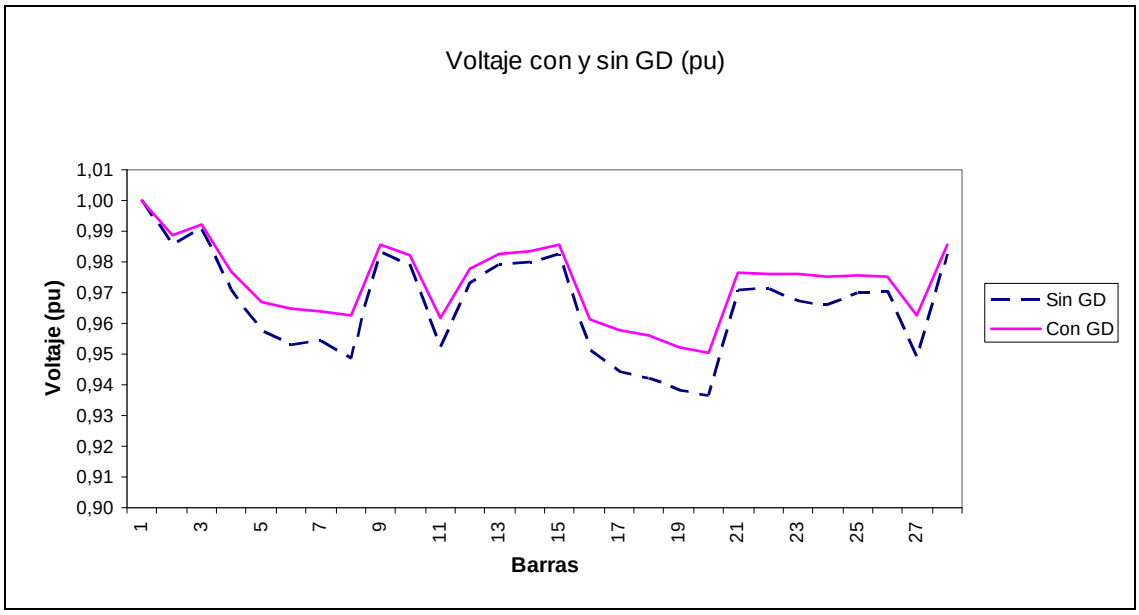

Figura 5-5: Perfil de voltaje para demanda máxima con y sin GD.

5.1.5 Resultados para la Red Radial

En este caso las diez barras seleccionadas como posibles candidatos a la instalación del primer generador fueron los que se presentan en la Tabla 5-9

Tabla 5-9: Barras candidatas para la instalación del primer GD

Barra	Indice MLC
24	-1,40
23	-1,39
25	-1,32
26	-1,31
21	-1,30
22	-1,29
20	-1,27
12	-1,26
19	-1,23
3	-1,19

Los resultados para la primera etapa del algoritmo se presentan en la Tabla 5–10.

Tabla 5-10: Resultado para la primera etapa del algoritmo

Barra donde se Ubica la GD	Potencia (kW)	Pérdidas Evitadas (MWh)	Valor Pérdidas Evitadas (USD)
12	1,100	708	65,921

De los resultados de la primera etapa es interesante notar dos cosas, primero que la potencia instalada es mayor que en el caso enmallado. Esto es lógico si se considera que las pérdidas del alimentador son mayores en el caso radial.

Tabla 5-11: Barras candidatas para la instalación del segundo GD

Barra	Indice MLC
20	-1,26
19	-1,21
18	-1,12
17	-1,08
27	-0,99
8	-0,99
16	-0,96
11	-0,95
6	-0,91
7	-0,90

Nuevamente se puede ver que las barras presentan índices MLC mayores, vale decir más cercanos a cero. Nuevamente muestra que el segundo generador que entra a la red tiene menos opciones de disminuir las pérdidas en ésta.

La Tabla 5-12 muestra el resultado del algoritmo luego de las iteraciones sobre las barras candidatas.

Tabla 5-12: Resultados para red radial

Barra donde se Ubica la GD	Potencia (kW)	Pérdidas Evitadas (MWh)	Valor Pérdidas Evitadas (USD)
12	1,100	681	63,426
6	1,100	520	48,452

Como se ve en un sistema con más pérdidas, el algoritmo tiende a poner unidades de mayor potencia, esto tiene sentido ante el objetivo que se persigue, el cual es maximizar las pérdidas evitadas.

5.2 Red Real de 1059 Barras

La última prueba realizada con el algoritmo fue en un sistema de distribución real de 1059 barras, pertenecientes a tres alimentadotes de MT. Debido a que el tiempo de cálculo crece con el aumento de datos del sistema, para este caso se redujeron los escenarios de demanda a tres niveles, punta, valle y demanda media. Se redujo el número de barras candidatas a tres. Además para este caso se realiza un análisis de los ingresos esperados que podría recibir cada grupo de generación distribuida, en base a la proyección de los costos marginales.

5.2.1 Características de la Red

La Tabla 5-13 presenta las características de cada alimentador. La demanda y las pérdidas del alimentador sin GD se ven en la Tabla 5-14. Debido a que para este modelo el tiempo de cálculo crece con el aumento de datos del sistema para este modelo, para este caso se usaron tres escenarios de demanda y tres barras candidatas a solución en cada paso de iteración del algoritmo.

Tabla 5-13: Características de los alimentadores

Alimentador	Nodos	Consumos	Demanda kW
1	453	165	7.596
2	366	128	5.163
3	243	71	7.642
Total	1062	364	20.401

Tabla 5-14 Demanda y pérdidas en los alimentadores, para el periodo de estudio

Demanda Maxima	Demanda de Energía	Pérdidas sin GD	Pérdidas sin GD
MW	GWh	GWh	%
20.400,7	441,8	28,7	6,5%

En la Figura 5-5 se presenta la topología completa del alimentador

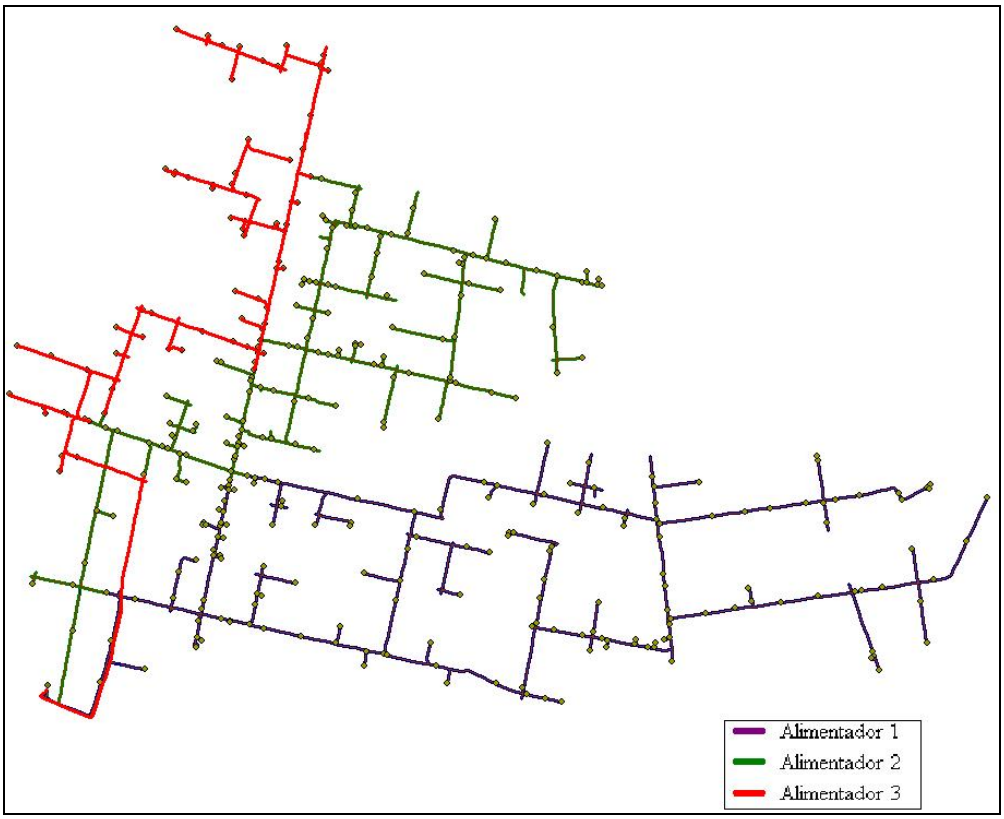

Figura 5-6: Diagrama unilineal del sistema de 1059 barras

5.2.2 Discretización de la Demanda

El proceso de discretización de la demanda se realiza de manera similar al descrito para la red reducida de 28 barras. La diferencia es que en este caso sólo se consideraron tres niveles de discretización. La figura 5-7 muestra la curva de duración para todo el periodo de evaluación que al igual que en el caso anterior, corresponde a 4 años.

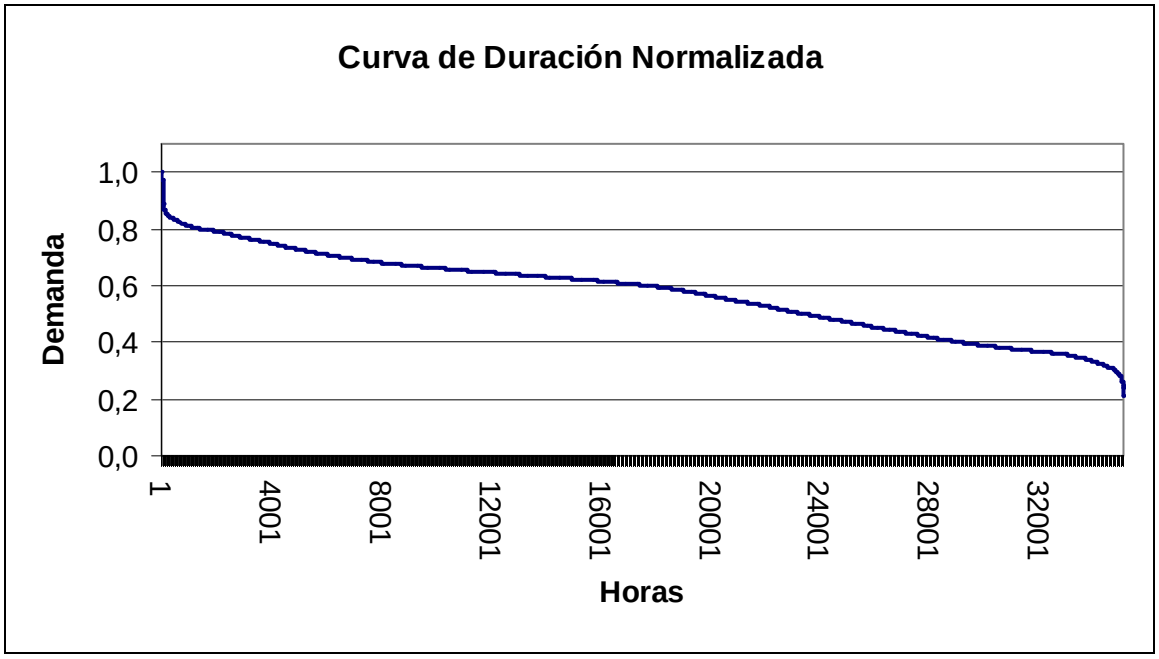

Figura 5-7: Curva de Duración Normalizada por Demanda Máxima

En la Tabla 5-15 se presentan los bloques de discretización y su nivel con respecto a la Demanda Máxima

Tabla 5-15 Bloques de demanda discretizada

Tabla de Discretización				
Escenario	**Horas escenario**	**Ponderación**	**Demanda (MW)**	**Nivel de demanda (%)**
1	3504	33.3%	14,8	72,5%
2	3504	33.3%	12,1	59,1%
3	3504	33.3%	8,2	40,4%

La Figura 5-8 muestra la curva de duración normalizada y discretizada en tres bloques de demanda.

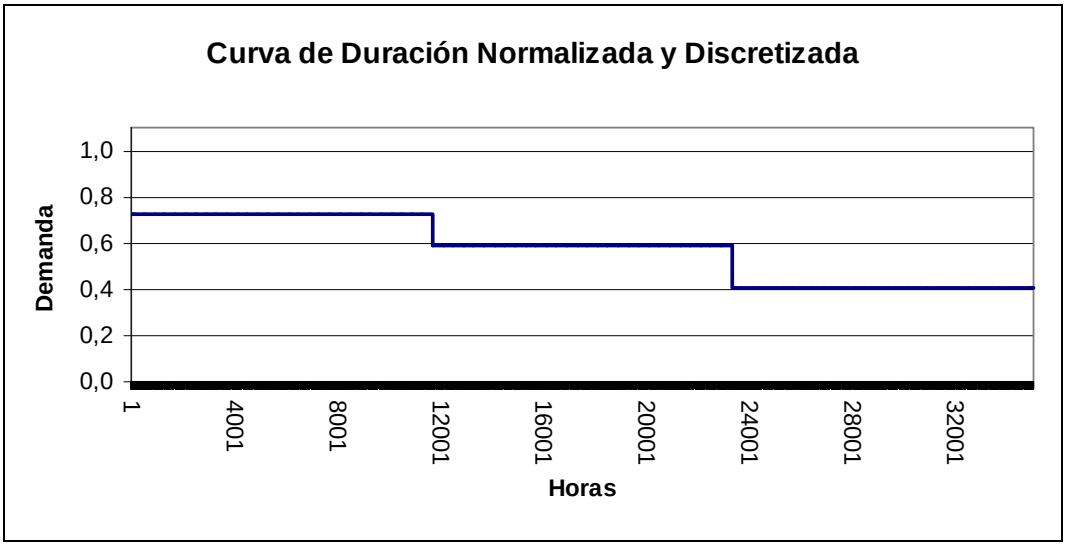

Figura 5-8: Curva de Duración Normalizada y Discretizada en 3 Bloques

5.2.3 Resultados para la Red Real

En este caso, como ya se mencionó se seleccionan 3 barras candidatas, la Tabla 5-16 muestra las 3 barras candidatas para la instalación del primer grupo de GD.

Tabla 5-16: Barras candidatas para la instalación del primer grupo de GD

Barra	Indice MLC
989	-0,972681
988	-0,972603
987	-0,972603

Los resultados para la primera etapa del algoritmo se detallan en la Tabla 5–17

Tabla 5-17: Resultado para la primera etapa del algoritmo

Barra donde se ubica la GD	Potencia (kW)	Pérdidas Evitadas (MWh)	Valor Pérdidas Evitadas (USD)
987	900	1.766	164.563

Una vez instalado el primer grupo de GD, la nuevas barras candidatas son las que se presentan en la Tabla 5-18.

Tabla 5-18: Barras candidatas para la instalación del segundo grupo de GD

Barra	**Indice MLC**
639	-0,871696
638	-0,871670
635	-0,870698

El resultado para el segundo grupo de GD se presenta en la Tabla 5-19.

Tabla 5-19: Resultado para la segunda etapa del algoritmo

Barra donde se Ubica la GD	Potencia (kW)	Pérdidas Evitadas (MWh)	Velor Perdidas Evitadas (USD)
987	900	1.839	171.285
635	600	1.020	94.999

Nuevamente para este caso se ve una mejora en los perfiles de voltajes cuando se instala la GD en la red.

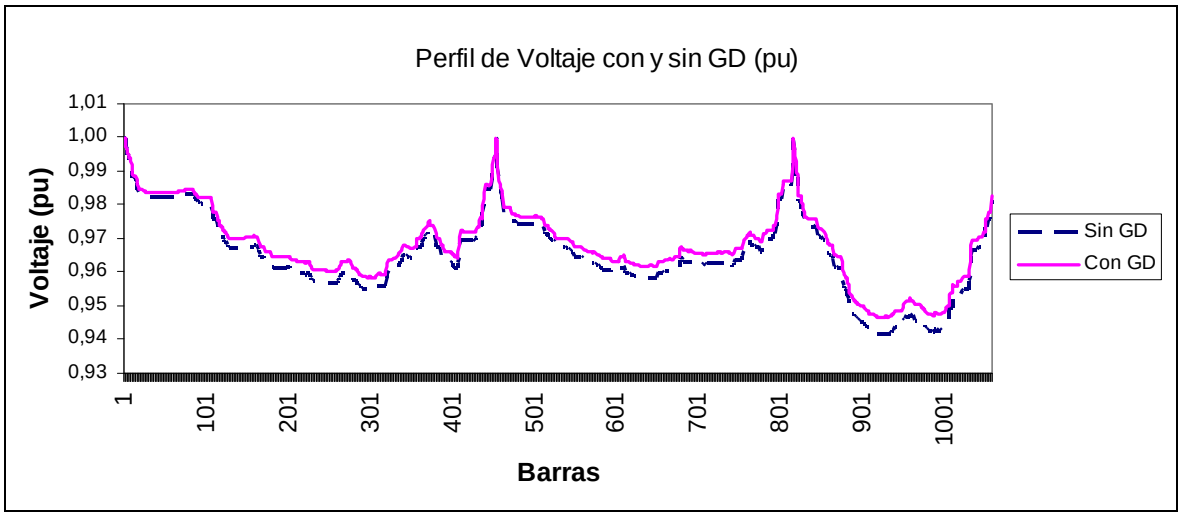

Figura 5-9: Perfil de Voltajes para Demanda Máxima.

5.2.4 Evaluación de los Ingresos de la Generación Distribuida

Para evaluar los ingresos que podría generar la venta de la energía producida por la GD se hizo una proyección de los costos marginales, en base al comportamiento histórico de la demanda y de la proyección de costo marginal realizada por la CNE en el Informe Técnico de Precio de Nudo. El procedimiento completo usado para hacer la proyección del costo marginal se encuentra explicado en el Anexo C. Básicamente se usa la proyección mensual realizada por la CNE (Figura 5-10), modulada por la demanda horaria típica para cada una de las horas de cada mes.

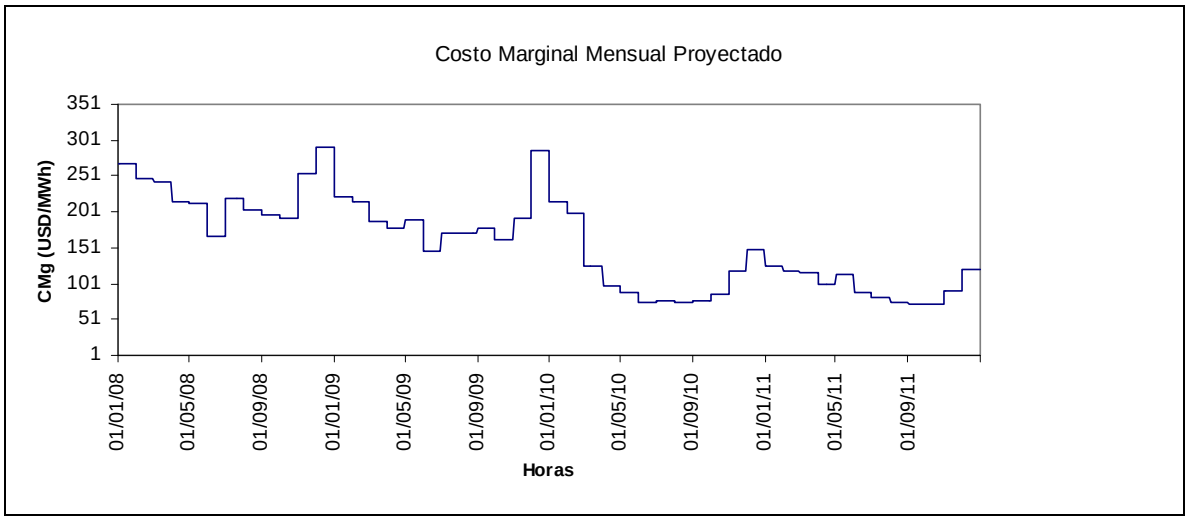

Figura 5-10: Costo Marginal Mensual en Horario de Punta Proyectado por la CNE

El costo marginal horario esperado para los 48 meses de evaluación del proyecto se presenta en la Figura 5-11

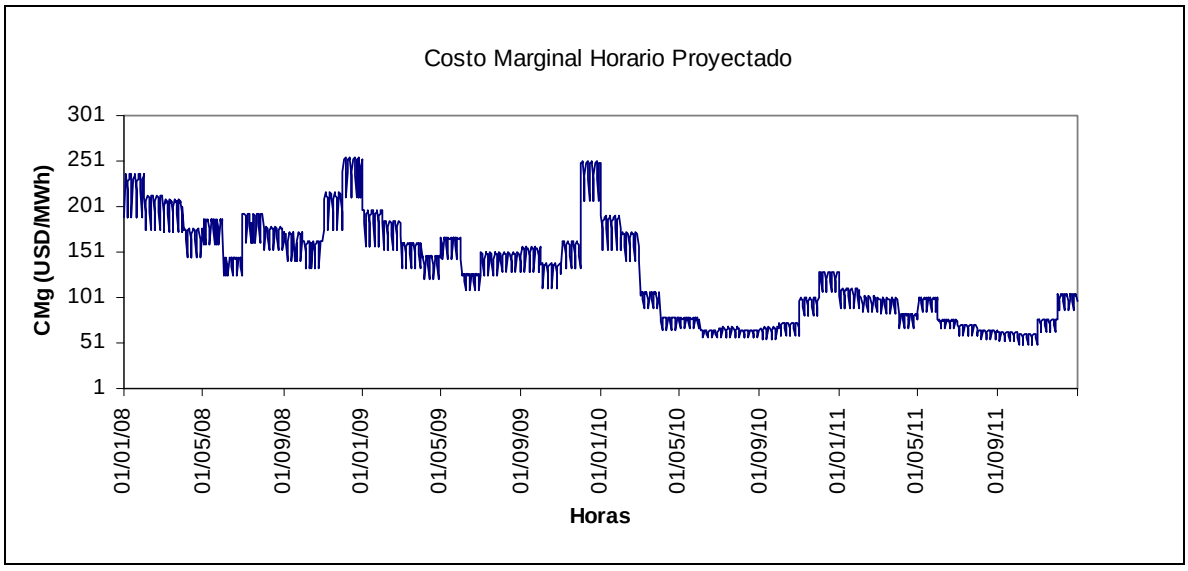

Figura 5-11: Costo Marginal Proyectado

Los supuestos de la eficiencia de la unidad se presentaron en el capítulo 4, subsección 4.3.3. Se consideran los datos del rango de potencia de 1 MW. Otro supuesto relevante fue que el propietario de la instalación de GD requiere del vapor que este genera. Como precio de combustible se usó el precio informado por la CNE para el Gas Natural (proyección índice Henry Hub, al 4 de abril de 2008), caso base. Sobre este precio se hicieron dos sensibilidades. En la Tabla 5-20 se ve la proyección del precio del gas, para las tres sensibilidades presentadas.

Tabla 5-20: Precio proyectado del gas natural

Año	Caso base	Aumento 10 %	Aumento 100% 2008
	US$/MMBTU	US$/MMBTU	US$/MMBTU
2008	9,65	10,62	19,30
2009	9,28	10,21	9,28
2010	8,78	9,66	8,78
2011	8,61	9,47	8,61

Adicionalmente, se consideraron dos supuestos más. Primero se supuso una tasa de salida por fallas y mantenimiento igual a 12 %. Además se supuso para el pago de potencia firme un castigo del 30% sobre la potencia instalada. Esto debido a que la potencia instalada, no es igual al pago de potencia firme. Una descripción del manual de Cálculo de Potencia Firme, Indisponibilidad y Participación en el Balance de Potencia de los PMGD, publicado por el CDEC-SIC, y aun pendiente de aprobación por la CNE, se presenta en el Anexo D.

Además, se supuso un valor residual al término de los 4 años de la evaluación igual a 6/10 de la inversión. Esto considerando la tabla de vida útil publicada por el Servicio de

Impuestos Internos (Resolución Exenta N° 43, SII, del 26 de Diciembre del 2002), donde se establece una vida útil de 10 años para los equipos de generación eléctrica.

Para el cálculo de la viabilidad económica no se consideran las pérdidas evitadas, debido a que en la legislación de Chile no se establece que éstas se remuneren.

El resultado para cada grupo de GD y para cada una de las sensibilidades en el precio se muestra en las Tablas 5.21 y 5.22. La tasa de descuento usada para el VAN es del 10% anual.

Tabla 5-21: Resultados para el caso base, para el primer GD

		2008	2009	2010	2011
Ingreso Venta Energía	USD	1.294.350	1.102.981	490.989	397.644
Ingreso Venta Potencia	USD	71.806	71.806	71.806	71.806
Valor residual	USD	0	0	0	1.789.020
Ingresos Totales	USD	1.366.156	1.174.787	562.795	2.258.470
Inversión	USD	-2.981.700	0	0	0
Costo Combustible	USD	-482.381	-669.974	-669.974	-669.974
Costo O&M	USD	-66.604	-92.506	-92.506	-92.506
Costos Totales	USD	-3.530.685	-529.037	-307.337	-302.794
Margen	USD	-2.164.530	645.750	255.458	1.955.675
VAN	**USD**	**93.606**			

Tabla 5-22: Resultados para el caso base, para el segundo GD

		2008	2009	2010	2011
Ingreso Venta Energía	USD	862.900	735.321	327.326	265.096
Ingreso Venta Potencia	USD	47.871	47.871	47.871	47.871
Valor residual	USD	0	0	0	1.192.680
Ingresos Totales	USD	910.771	783.191	375.197	1.505.647
Inversión	USD	-1.987.800	0	0	0
Costo Combustible	USD	-321.588	-669.974	-669.974	-669.974
Costo O&M	USD	-44.403	-92.506	-92.506	-92.506
Costos Totales	USD	-2.353.790	-352.691	-204.891	-201.863
Margen	USD	-1.443.020	430.500	170.305	1.303.784
VAN	**USD**	**62.404**			

Como se observa en el primer caso el proyecto sería rentable para ambos inversionistas. La TIR para los inversionistas es del 12%.

Si los precios de los combustibles fueran un 10% mayores, los resultado esperados serían los que se ven en las Tablas 5-23 y 5-24.

Tabla 5-23: Resultados aumentando un 10% el precio del combustible, para el primer GD

		2008	2009	2010	2011
Ingreso Venta Energía	USD	1.294.350	1.102.981	431.742	356.918
Ingreso Venta Potencia	USD	71.806	71.806	71.806	71.806
Valor residual	USD	0	0	0	1.789.020
Ingresos Totales	USD	1.366.156	1.174.787	503.548	2.217.744
Inversión	USD	-2.981.700	0	0	0
Costo Combustible	USD	-530.620	-669.974	-669.974	-669.974
Costo O&M	USD	-66.604	-92.506	-92.506	-92.506
Costos Totales	USD	-3.578.924	-575.298	-271.870	-286.725
Margen	USD	-2.212.768	599.489	231.678	1.931.019
VAN	**USD**	**-23.187**			

Tabla 5-24: Resultados aumentando un 10% el precio del combustible, para el segundo GD

		2008	2009	2010	2011
Ingreso Venta Energía	USD	862.900	735.321	287.828	237.946
Ingreso Venta Potencia	USD	47.871	47.871	47.871	47.871
Valor residual	USD	0	0	0	1.192.680
Ingresos Totales	USD	910.771	783.191	335.699	1.478.496
Inversión	USD	-1.987.800	0	0	0
Costo Combustible	USD	-353.746	-669.974	-669.974	-669.974
Costo O&M	USD	-44.403	-92.506	-92.506	-92.506
Costos Totales	USD	-2.385.949	-383.532	-181.247	-191.150
Margen	USD	-1.475.179	399.659	154.452	1.287.346
VAN	**USD**	**-15.458**			

Con el aumento de precio en el combustible el proyecto no resulta rentable.

Si el precio se aumenta en un 100%, durante el año 2008, llegando a valores similares a los que actualmente tiene el gas natural que llega desde Argentina, el resultado es el que se presenta en las Tablas 5-25 y 5-26. En este caso la instalación de GD con esta tecnología no es rentable en caso alguno.

Tabla 5-25: Resultados aumentando un 100% el precio del combustible, durante el 2008, para el primer GD

		2008	2009	2010	2011
Ingreso Venta Energía	USD	1.128.584	1.102.981	490.989	397.644
Ingreso Venta Potencia	USD	71.806	71.806	71.806	71.806
Valor residual	USD	0	0	0	1.789.020
Ingresos Totales	USD	1.200.390	1.174.787	562.795	2.258.470
Inversión	USD	-2.981.700	0	0	0
Costo Combustible	USD	-792.846	-669.974	-669.974	-669.974
Costo O&M	USD	-54.735	-92.506	-92.506	-92.506
Costos Totales	USD	-3.829.281	-529.037	-307.337	-302.794
Margen	USD	-2.628.891	645.750	255.458	1.955.675
VAN	**USD**	**-328.541**			

Tabla 5-26: Resultados aumentando un 100% el precio del combustible, durante el 2008, para el segundo grupo de GD

		2008	2009	2010	2011
Ingreso Venta Energía	USD	752.390	735.321	327.326	265.096
Ingreso Venta Potencia	USD	47.871	47.871	47.871	47.871
Valor residual	USD	0	0	0	1.192.680
Ingresos Totales	USD	800.260	783.191	375.197	1.505.647
Inversión	USD	-1.987.800	0	0	0
Costo Combustible	USD	-528.564	-669.974	-669.974	-669.974
Costo O&M	USD	-36.490	-92.506	-92.506	-92.506
Costos Totales	USD	-2.552.854	-352.691	-204.891	-201.863
Margen	USD	-1.752.594	430.500	170.305	1.303.784
VAN	**USD**	**-219.027**			

La evaluación económica para el caso real muestra que el proyecto es altamente sensible a un aumento de precio de combustible. Sólo para el caso base, los proyectos resultan rentables. Sin embargo en la evaluación del VAN no se ha incluido el ahorro de las pérdidas. En este sentido estos ahorros podrían ser un incentivo para que las distribuidoras instalaran GD distribuida en su red. Sin embargo esto no puede considerarse para un

inversionista privado, debido a que este ahorro no se devuelve directamente a los propietarios de la GD.

6. CONCLUSIONES

En esta tesis se logró crear y evaluar un algoritmo que en base a la maximización de las pérdidas evitadas, logra ubicar y dimensionar dos grupos de GD en la red. La efectividad del algoritmo se prueba tanto en una red reducida, con topología tanto radial como enmallada, donde, por su tamaño, los efectos de la generación distribuida son más fáciles de observar, como una red real, constituida por tres alimentadores de Media Tensión con un total de 1059 nudos. En este último caso se tuvo que disminuir el número de ubicaciones, o nudos del sistema que pueden ser candidatos para la instalación de GD en la red, esto debido a la gran cantidad de cálculos necesaria. Cabe destacar que el algoritmo se construye respetando las limitaciones de la red de distribución, esencialmente el flujo de corriente por las líneas.

Los resultados de cada caso analizado (28 barras y 1059 barras) confirman que el segundo generador que se instala en la red tiene un menor margen para disminuir las pérdidas, con los criterios usados en esta tesis, donde no se modifican las configuraciones de la red y las demandas crecen uniformemente.

Para generar el algoritmo fue necesario crear un procedimiento, que permitiera establecer cuales eran las pérdidas que cada grupo de GD que se instala en la red contribuye a evitar, basado en los Coeficientes Marginales de Pérdidas. Como se ha mencionado la Normativa de Chile sobre Generación Distribuida, permite que los ahorros por menos pérdidas en la red se descuenten de los costos por refuerzos en la red producto de la instalación de GD. Sin embargo en la normativa no se establece cual será el método usado para valorizar dicha disminución de pérdidas.

Además en cada uno de los casos estudiados fue posible observar otro de los beneficios de la generación distribuida, la mejora en los niveles de tensión de la red.

La viabilidad económica de los proyectos, evaluados bajo los supuestos establecidos en esta tesis, esta fuertemente relacionada con el valor del combustible a utilizar. Mientras para el caso base, es decir, el caso donde el precio del combustible es del orden de los 9 USD/MMBtu, el proyecto resulta rentable, si se modifica este precio, los proyectos dejan de serlo. Sin embargo esto no debe considerarse como un desaliento a la instalación de GD, debido a que otras tecnologías, como las centrales de pasada, tienen costos variables mucho menores, lo que aumentaría su ingreso operacional, permitiendo que sean viables económicamente.

Para el futuro se esperaría un aumento en este tipo de generación, sobre todo en Chile, considerando las facilidades que implica tener un marco regulatorio claro y el impulso que debiera significar para los Medios de Generación no Convencionales, la Ley 20.257, la que en debería llevar a que el 10% de los retiros estuvieran cubiertos por generación no convencional. A esto se le suma la preocupación que las mismas empresas puedan tener para hacer un uso más eficiente de la energía, instalando por ejemplo equipos de cogeneración en sus procesos térmicos.

El desarrollo de nuevas tecnologías será fundamental para el futuro de la GD. En este sentido los altos precios de la energía a nivel mundial debieran actuar como un estimulo fuerte para que aparezcan tecnologías mas eficientes en la generación de la energía.

Trabajo Futuro

Un aspecto interesante de evaluar en un trabajo futuro sería el de la localización y el dimensionamiento de GD bajo incertidumbre. Por una parte se tiene la incertidumbre de generación, por ejemplo asociadas a la velocidad del viento o a los flujos de los cauces de agua, pero también existen otros factores que pueden ser variables, como el costo marginal o el crecimiento no uniforme de la demanda dentro del alimentador. Como se vio para la red reducida la reconfiguración de la red juega un rol importante en la ubicación óptima de GD. Esta sería una variable interesante a evaluar, buscar optimizar el crecimiento, o modificación de las redes de distribución y la inserción de GD en ellas.

Es necesario también un desarrollo más profundo del impacto que tendrá la inserción de GD en las redes de distribución. Por ejemplo, pueden existir casos donde la GD si invierte los flujos en el alimentador, lo que produciría que existieran flujos inversos desde las redes de distribución hacia las redes de transmisión, rompiendo uno de los paradigmas actuales de los sistemas eléctricos. En este sentido sería interesante un algoritmo que no sólo considerara restricciones de flujo en las líneas, como ha sido considerado en esta tesis, si no que también considerara otros parámetros técnicos, como corrientes de corto circuito, índices de flicker, o índices de estabilidad angular y de voltaje.

BIBLIOGRAFÍA

Ackermann, T., Andersson, G., Soder, L. (2001) Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*, 57 (3), 195-204.

Bialek J. (1996). Tracing the flow of electricity, *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, 143 (4), 313-320

California Public Utilities Commission (2008), California Solar Initiative Program Handbook http://www.gosolarcalifornia.org/documents/csi.html

Carpelli G., Celli G. Optimisation of embedded generation sizing and sitting by using a double trade-off method. *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, 152 (4), 503-513.

Celli, G., Pilo, F. (2001) Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks. En 22nd *IEEE Power Engineering Society International Conference on Power Industry Computer Applications*, 2001. PICA 2001. Innovative Computing for Power - Electric Energy Meets the Market. (pp. 81-86) Sidney, Australia

Celli, G., Pilo, F., Pisano, G., Allegranza, V., Cicoria, R., Iaria, A (2004) Meshed vs. radial MV distribution network in presence of large amount of DG. En *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition* (pp. 709-714), New York, USA: IEEE

Chiradeja, P. (2005) Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis. *Tranmision and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific*, Dailan, China

Chiradeja, P. Ramakumar, R. (2004) An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19 (4), 764-773.

Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo Abril 2008, http://www.cne.cl

De Oliveira-De Jesús P.M., Ponce de Leao M.T. (2005) Análisis comparativo de los métodos de asignación de pérdidas eléctricas en Redes de Distribución con Generación Distribuida. *IEEE Latin America Transactions*, 3 (3), 67-72.

Decreto Nº 244, Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación. Diario Oficial de la Republica de Chile, Santiago, Chile, 17 de enero de 2006.

Decreto Real N° 436 establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Boletín Oficial del Estado, Madrid, España, 12 de Marzo de 2004.

Decreto Supremo Nº 327 Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Diario Oficial de la Republica de Chile, Santiago, Chile, 10 de septiembre de 1998.

Driesen, J.; Belmans, R. (2006). Distributed generation: challenges and possible solutions. En *Power Engineering Society General Meeting. IEEE*.

Goldstein L., Hedman B., Knowles D., Freedman S., Woods R., Schweizer T., (2002) *Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations,* http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34783.pdf

Gozel, T. Hocaoglu, M.H. Eminoglu, U. Balikci, A. (2003). Optimal placement and sizing of distributed generation on radial feeder with different static load models, En International Conference on Future Power Systems.

Gómez A., Martínez J., Rosendo J., Romero E., Riquelme J.M., (2003) *Sistemas Eléctricos de Potencia* (1ra ed.). Madrid: Prentice Hall.

Grainger J., Stevenson W. (2001) Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia (1re ed.) México: McGraw-Hill.

Hadjsaid, N.; Canard, J.-F.; Dumas, F. (1999). Dispersed generation impact on distribution networks. *IEEE Computer Applications in Power*, 12 (2), 22-28.

IEA (2002) Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/distributed2002.pdf

Jenkins N., Allan R., Crossley P., Kirschen D.,Strbac G. (2000). *Embedded Generation* (1ra ed.). Londres: The Institution of Electrical Engineers.

Kashem, M.A. Le, A.D.T. Negnevitsky, M. Ledwich, G. (2006) Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems. En *Power Engineering Society General Meeting. IEEE*.

Keane A., O'Malley M. (2005). Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks. *IEEE Transaction on Power Systems*, 20 (3), 1640-1646.

Laughton, M.A. (2002) Fuel cells. *Power Engineering Journal*, 16 (1), 37-47.

Ley Nº 19.940 Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. Diario Oficial de la Republica de Chile, Santiago, Chile,13 de marzo de 2004.

Ley Nº 20.257 Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables no

Convencionales. Diario Oficial de la Republica de Chile, Santiago, Chile, 1 de abril de 2008.

Ley del Sector Eléctrico, Boletín Oficial del Estado, Madrid, España, 27 de noviembre de 1997.

Mutale, J., Strbac, G., Jenkins, N. (2004). Allocation of losses in distribution systems with embedded generation. *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, 19 (4), 384-389.

NREL (2004), *Power Technologies Energy Data Book*, (3ra ed.)
http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37930.pdf

Panel de Expertos, Dictamen Nº 4-2007 Manual de Procedimientos del CDEC-SIC relativo a los Pequeños Medios de Generación Distribuidos, Santiago 12 de septiembre de 2007,
http://www.panelexpertos.cl/

Raineri R., Ríos S., Vásquez R. (2005). Business opportunities and dynamic competition through distributed generation in primary electricity distribution networks. *Energy Policy*, 17 (33), 2191-2201.

Resolución Exenta N°43, Servicio de Impuestos Internos, Santiago, Chile, Diciembre 2002. http://www.sii.cl/documentos/resoluciones/2002/reso43.htm

Trebolle D., (2004) *La Generación Distribuida en España*. Tesis de maestría. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.

Willis H.L., Scott W.G. (2000) *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation* (1ra ed.) New York: Marcel Dekker.

Publicación

Rios S., Rubio M. (2007) Sequential Optimization for Siting and Sizing Distributed Generation (DG) in Medium Voltage (MV) Distribution Networks, IEEE Power Tech, Jul 2007 Lausanne - Suiza

ANEXOS

ANEXO A: CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE PRUEBAS

La tabla A-1 muestran los consumos máximos de cada barra.

Tabla A – 1: Demanda por barra del modelo de pruebas

Barra	Carga kW	Carga kVAR
1	0	0
2	175	50
3	350	130
4	350	140
5	280	75
6	90	35
7	300	120
8	325	130
9	325	50
10	400	150
11	450	60
12	225	60
13	300	100
14	300	50
15	425	150
16	425	75
17	225	50
18	300	100
19	400	150
20	450	125
21	175	50
22	315	125
23	375	50
24	280	100
25	225	90
26	290	100
27	0	0
28	0	0

La tabla A-2 muestra la impedancia de las líneas del circuito de 28 barras

Tabla A – 2: Impedancia de líneas modelo 28 barras

Barra Inicial	Barra Final	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)
1	2	0,2407	0,3680
1	3	0,2745	0,4188
2	4	0,3472	0,5296
2	15	0,2407	0,3680
3	9	0,2576	0,3927
4	5	0,3472	0,5296
5	6	0,1808	0,2762
5	7	0,2407	0,3680
6	8	0,2097	0,3204
7	11	0,2407	0,3680
8	17	0,2745	0,4188
8	27	0,2407	0,3680
9	10	0,1541	0,2357
10	12	0,2676	0,4080
10	13	0,2097	0,3204
11	16	0,1541	0,2357
12	21	0,1808	0,2762
12	22	0,2407	0,3680
13	14	0,2097	0,3204
14	15	0,3835	0,2533
15	28	0,1808	0,2760
17	18	0,5987	0,3960
17	19	0,6812	0,4508
19	20	0,3835	0,2533
21	23	0,5987	0,3960
21	25	0,3835	0,2533
22	26	0,2407	0,3680
23	24	0,2745	0,4188

ANEXO B: MÉTODO DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

Otro método de asignación de pérdidas ampliamente estudiado corresponde al método del seguimiento de flujo, del inglés *tracing the flow of electricity (*Bialek, 1996), basado en el principio de división proporcional (Propotional sharing principle). Este principio supone que cada nodo de la red es un mezclador ideal de los flujos que llegan a él.

B.1 El principio de división proporcional

El principio de de división proporcional se puede ilustrar mediante la Figura B-1. El flujo que llega al nodo "k", es igual al flujo del nodo "j" al "k", ($Flujo_{jk}$ = 2), más el flujo del nodo "i" al "k", ($Flujo_{ik}$ = 8), lo que da un flujo total igual a 10. Esto implica que del flujo total que llega al nodo k"", un 20% (2/10) vienen desde el nudo j y un 80% (8/10) desde el nodo i. Luego, suponiendo que el nodo actúa como un mezclador perfecto, se puede distribuir el flujo de salida del nodo en base al flujo de entrada. De este modo, del flujo total entre el nodo "k" y el "i", ($Flujo_{ki}$ = 7), se puede suponer que el 20% proviene desde el nodo j, es decir un flujo igual a 1.4 y el 80% restante desde el nodo i, es decir un flujo igual a 5.6.

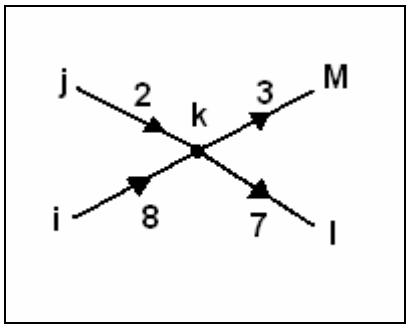

Figura B-1: Principio de participación proporcional

B.2 Algoritmo Aguas Abajo

El flujo a través de un nodo puede describirse como la suma de los flujos que salen de él.

$$P_i = P_{Li} + \sum_{j \in \phi} \left| P_{i-j} \right| \qquad \text{i=1,.....,n} \tag{B.1}$$

Donde:

P_i : el flujo total en el nodo i

P_{Li}: corresponde a la potencia demandada en el nodo i

P_{ij} : corresponde al flujo entre el nodo i y el nodo j

ϕ : conjunto de nodos abastecido desde el nodo i

Luego si consideramos

$$c_{ij} = \left| P_{i-j} \right| \Big/ P_j \tag{B.2}$$

Es posible escribir la ecuación como

$$P_i = P_{Li} + \sum_{j \in \phi} c_{ji} P_j \qquad \text{i=1,.....,n} \tag{B.2}$$

$$P_i - \sum_{j \in \phi} c_{ji} P_j = P_{Li} \qquad \text{i=1,.....,n} \tag{B.3}$$

Esto se puede escribir matricialmente como

$$\left[A_{abajo} \right] \vec{P} = \vec{P}_{Demandado} \tag{B.4}$$

$$\left[A_{abajo} \right]_{ij} \begin{cases} 1 & para\ i = j \\ -c_{ji} & para\ j \in \phi \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \tag{B.5}$$

Si se repite el mismo ejercicio, pero usando flujos netos en la red, es decir se busca eliminar todas las pérdidas de la red asignándoselas a los generadores. Para esto se modifica la generación de los generadores sin modificar las demandas. La ecuación de flujo a través del nodo i, se reescribe como:

$$P_i^{neto} = P_{Li} + \sum_{j\in\phi} \left| P_{i-j}^{Neto} \right| = P_{Li} + \sum_{j\in\phi} c_{ij}^{Neto} P_j^{Neto} \qquad \text{i=1,.....,n} \tag{B.6}$$

Donde:

P_i^{neto} : el flujo neto en el nodo i

P_{Li} : corresponde a la potencia demandada en el nodo i

P_{ij}^{Neto} : corresponde al flujo entre el nodo i y el nodo j

ϕ : conjunto de nodos abastecido desde el nodo i

$$c_{ij}^{Neto} = \left| P_{ij}^{Neto} \right| / P_j^{Neto} \approx \left| P_{ij} \right| / P_j = c_{ij} \tag{B.7}$$

La aproximación realizada en la ecuación (B.7) es posible considerando que las pérdidas en cada línea son pequeñas en comparación a las pérdidas totales. Considerando esto la ecuación (B.6) puede ser escrita como:

$$P_i^{neto} - \sum_{j\in\phi} \frac{\left| P_{ij} \right|}{P_j} P_j^{Neto} = P_{Li} \qquad \text{i=1,.....,n} \tag{B.6}$$

Esto puede escribirse matricialmente como:

$$\left[A_{abajo} \right] \vec{P}^{Neto} = \vec{P}_{Demandado} \tag{B.7}$$

Resolviendo la ecuación se obtiene:

$$P_i^{Neto} = \sum_{k=1}^{n} \left[A_{abajo}^{-1} \right]_{ik} \cdot P_{Lk} \tag{B.8}$$

Luego, es posible escribir la generación neta en un nodo como:

$$P_{Gi}^{Neto} = \frac{P_{Gi}^{Neto}}{P_i^{Neto}} \cdot P_i^{Neto} \cong \frac{P_{Gi}}{P_i} \cdot \sum_{k=1}^{n} \left[A_{abajo}^{-1} \right]_{ik} \cdot P_{Lk} \tag{B.9}$$

Esta ecuación es importante, debido a que la generación neta es un reflejo de cual debiera ser la generación en el nodo “i”, si en la red no hubiera pérdidas. Luego la diferencia entre la generación real y la generación neta para cada generador permite repartir las pérdidas totales entre los distintos generadores.

$$\Delta P_{Gi} = P_{Gi} - P_{Gi}^{Neto} \tag{B.10}$$

ANEXO C: PROYECCIÓN DEL COSTO MARGINAL HORARIO

Para realizar la proyección de los costos marginales horarios se usaron los datos del Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Abril de 2008. En este informe se establecen los costos marginales para la demanda máxima. Estos se presentan en la Tabla C-1.

Tabla C-1: Proyección del Costo Marginal

Mes	Costo Marginal Proyectado CNE	Mes	Costo Marginal Proyectado CNE
	USD/MWh		USD/MWh
ene-08	267.9	ene-10	215.5
feb-08	247.3	feb-10	199.5
mar-08	243.2	mar-10	124.9
abr-08	214.3	abr-10	96.7
may-08	212.7	may-10	89.2
jun-08	166.5	jun-10	74.4
jul-08	219.8	jul-10	77.6
ago-08	203.6	ago-10	75.3
sep-08	195.5	sep-10	77.1
oct-08	191.1	oct-10	85.5
nov-08	253.4	nov-10	117.6
dic-08	291.8	dic-10	148.3
ene-09	222.5	ene-11	126.3
feb-09	214.3	feb-11	118.3
mar-09	188.1	mar-11	116.9
abr-09	178.2	abr-11	100.1
may-09	190.3	may-11	114.5
jun-09	145.7	jun-11	88.3
jul-09	171.0	jul-11	81.7
ago-09	171.8	ago-11	73.7
sep-09	178.3	sep-11	72.4
oct-09	161.3	oct-11	71.2
nov-09	191.5	nov-11	91.0
dic-09	287.1	dic-11	119.9

Este dato fue modulado por un factor igual a la demanda típica normalizada para cada hora de cada mes, construida en base al comportamiento histórico de la demanda. Para crear este factor se separan los días de cada mes en 7 tipos, lunes, martes, miércoles, jueves, viernes, sábado, domingo-festivo. Luego se considera la demanda típica de cada hora de cada tipo de día. Esta demanda es normalizada por la demanda máxima de cada mes. El

total de factores creados es igual a 12x7x24 = 2016, considerando 12 meses, siete días tipo y 24 horas por día. El supuesto detrás de esta proyección es que en un sistema marginalista como el de Chile, la demanda es proporcional al costo del sistema.

ANEXO D: MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA EL CÁLCULO DE POTENCIA FIRME, INDISPONIBILIDAD Y PARTICIPACIÓN EN EL BALANCE DE POTENCIA DE LOS PMGD

Según el artículo 35 del decreto Nº 244/2005 establece que los PMGD operarán en autodespacho, vale decir fuera de la coordinación del CDEC. Además en el artículo 38 del mismo decreto establece que los PMGD participan en el balance de potencia.

Dentro de este contexto el CDEC-SIC publicó el manual de procedimiento para el Cálculo de Potencia Firme, Indisponibilidad y Participación en el Balance de Potencia de los PMGD. Este manual dio paso a una discrepancia presentada en el Panel de Expertos con fecha 31 de Julio de 2007. Esta discrepancia fue resuelta con el dictamen Nº 4/2007 del Panel.

D.1 Dictamen de la Discrepancia

La principal característica que a nivel de operación del sistema diferencia a los PMGD de resto de las unidades convencionales del sistema, es la operación en auto despacho. Esta característica hace que el cálculo tradicional del índice de indisponibilidad no pueda aplicarse a los PMGD. Para las unidades tradicionales este índice refleja el porcentaje del tiempo en que una unidad que fue solicitada por el CDEC en despacho, no puede generar, es decir, falla cuando es solicitada para generar. Debido a que no existe coordinación entre los PMGD y el CDEC, no se puede aplicar la misma lógica a estos. Es por esto que se estableció que el índice de indisponibilidad para los PMGD se establecerá en base al Costo Marginal Programado del Sistema. Esto quiere decir que se considerará que un PMGD se

encuentra indisponible cuando no genera su potencia máxima y el costo marginal programado es menor al costo variable total de dicho PMGD.

La Potencia firme preliminar tiene 3 componentes:

1. La potencia de suficiencia (PSuf.): igual a la potencia máxima por el índice de indisponibilidad ponderado por la demanda máxima y la capacidad total instalada.

2. Potencia firme de partida (PPart.): corresponde al cuociente entre la energía generada durante una partida en un lapso de 5 horas y la energía generada durante el mismo periodo en mínimo técnico.

3. Potencia firme de incremento de carga (PCarga): corresponde al cuociente energía generada en un lapso de 5 horas, partiendo como base en mínimo técnico y llegando a plena carga y a la energía generación a plena carga durante el mismo periodo.

Para los PMGD se estableció que la potencia Firme por partida y por incremento de carga son iguales a cero.