Agencia de Cooperación Internacional del Japón

Instituto Nacional de Electrificación

República de Guatemala

Proyecto de Desarrollo Geotérmico de Amatitlán

REPORTE FINAL

Principal

Diciembre 2001

West Japan Engineering Consultants, Inc.

Prefacio

En respuesta a la solicitud el gobierno de la República de Guatemala, el gobierno de Japón aceptó llevar a cabo estudios para el desarrollo geotérmico de Amatitlán. Estos estudios fueron encomendados la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (JICA).

En el periodo comprendido entre septiembre de 1998 a diciembre de 2001 JICA envió seis misiones del equipo técnico del proyecto dirigidas y organizadas por el Sr. Toshio Fujino de West Japan Engineering Consultants, Inc.

Durante estas misiones los integrantes del equipo técnico ejecutaron estudios de campo y sostuvieron reuniones con los oficiales del gobierno de Guatemala relacionados al proyecto. En sus oficinas en Japón, el equipo técnico hizo el procesamiento de datos y realizó estudios adicionales cuyas conclusiones están contenidas en el presente reporte final.

Es nuestro deseo que el presente informe sirva para la elaboración de la estrategia óptima de explotación del campo geotérmico de Amatitlán y para fortalecer la relación de amistad entre nuestras dos naciones.

Expresamos nuestra sincero reconocimiento para los oficiales del gobierno de la República de Guatemala por su cooperación durante la ejecución del presente estudio.

Diciembre de 2001

川上隆朗

Takao Kawakami
Presidente
Agencia Japonesa de Cooperación Internacional

WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS, INC.

Geothermal Department
DENKI BLDG. ANNEX, 5th FLOOR, 1-82, 2 CHOME, WATANABE-DORI, CHUO-KU, FUKUOKA 810, JAPAN
TEL: (81)-92- 781-2835 FAX: (81)-92-751-5044 , E-Mail lima@wjec.co.jp

Diciembre 2001

Sr. Takao Kawakami
Presidente
Agencia Japonesa de Cooperación Internacional
Tokio, Japón

Estimado Sr. Kawakami

Carta de presentación

Estamos complacidos de hacerle entrega del Informe Final del "Proyecto del Desarrollo Geotérmico de Amatitlán" resumiendo las actividades realizadas y los logros obtenidos a lo largo de 40 meses de actividades bajo contrato con la institución a su digno cargo.

Dentro del marco de la situación de demanda y suministro de energía y de generación de electricidad en Guatemala, el presente estudio se centró en la determinación de la extensión del campo geotérmico de Amatitlán y en la evaluación tanto técnica como económica de la viabilidad de su explotación óptima y sostenible. Como parte integral de la cooperación técnica se ejecutaron sesiones de entrenamiento al personal de INDE y seminarios para una efectiva transferencia de tecnología a personas asociadas a la geotermia en Guatemala.

El informe que estamos sometiendo a su consideración hace el análisis del potencial del campo en base al modelo conceptual resultante de la integración de la información recabada en las diferentes etapas de exploración del campo. El informe también contiene un programa tentativo para la construcción de las instalaciones de potencia así como la discusión basada en los diferentes comentarios recibidos de los oficiales e instituciones del ramo de la energía en Guatemala.

Deseamos aprovechar la oportunidad de expresar nuestra sincera gratitud a JICA y a los Ministerios de Relaciones Exteriores, de Economía y de Comercio e Industria de Japón y un especial agradecimiento a las autoridades del Ministerio de Energía y Minas, y al Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala, a la Embajada de Japón y la oficina corresponsal de JICA en Guatemala por su cooperación y asistencia a lo largo de la ejecución de este proyecto.

Sinceramente

Toshio Fujino
Líder del proyecto
Proyecto de Desarrollo de Amatitlán

Contenido

1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 1- 1

1.1 Antecedentes 1- 1

1.2 Objetivos del Estudio 1- 1

1.3 Descripción del Estudio y Contenido de trabajo de cada etapa 1- 1

1.3.1 Descripción del Estudio 1- 1

1.3.2 Descripción de los Servicios para el año Fiscal 2001 (Estudio de Factibilidad) 1- 2

1.4 Equipo de Estudio 1- 3

1.5 Agradecimientos 1- 3

2 RESUMEN DE LOS ESTUDIOS REALIZADOS EN AÑOS ANTERIORES 2.1- 1

2.1 El Proyecto Geotérmico de Amatitlán dentro del Sector Eléctrico de Guatemala 2.1- 1

2.1.1 Perfil del Sector Eléctrico de Guatemala 2.1- 1

2.1.2 El Sistema de Generación 2.1- 8

2.1.3 El Sistema de Transmisión 2.1- 8

2.1.4 El Sistema de Distribución 2.1- 9

2.1.5 Proyección de la demanda para el SNI 2.1-10

2.1.6 Aspectos Económicos y Políticos Actuales 2.1-10

2.1.7 Situación Política 2.1-11

2.1.8 Acciones para mejorar la cobertura y asegurar el suministro de energía 2.1-12

2.1.9 Alternativas para la generación de energía en Guatemala 2.1-13

2.1.10 Observasiones Concluyentes 2.1-14

2.2 Estudios Geocientíficos 2.2- 1

2.2.1 Investigación Geológica 2.2- 1

2.2.2 Investigación Geoquímica 2.2- 5

2.2.3 Estudios Gravimétricos y Magnéticos 2.2- 7

2.2.4 Estudio Magnetotelúrico 2.2-10

2.3 Perforación de pozos exploratorios 2.3- 1

2.3.1 Pozo AMJ-1 ..... 2.3- 1

2.3.2 Pozo AMJ-2 ..... 2,3- 3

2.4 Estudios en los pozos 2.4- 1

2.4.1 Geología de pozo 2.4- 1

2.4.2 Geoquímica de los pozos 2.4- 9

2.4.3 Pruebas de terminación y registro de pozos 2.4-12

2.5 Modelo Conceptual Geotérmico ····· 2.5- 1
2.5.1 Estructura Geológica ····· 2.5- 1
2.5.2 Fuente de Calor ····· 2.5- 3
2.5.3 Distribución de Temperatura ····· 2.5- 4
2.5.4 Modelo Geoquímico ····· 2.5- 5
2.5.5 Modelo Conceptual ····· 2.5- 6

3 PROGRAMA DE DESARROLLO ····· 3.1- 1
3.1 Evaluación del Recurso ····· 3.1- 1
3.1.1 Modelo Numérico ····· 3.1- 1
3.1.2 Calibración en Estado Natural ····· 3.1- 2
3.1.3 Calibración y ajuste histórico ····· 3.1- 4
3.1.4 Pronósticos y Potencial del Campo ····· 3.1- 6
3.1.5 Resultados de los Pronósticos ····· 3.1- 7
3.2 Construcción de las Instalaciones para Generación de Energía ····· 3.2- 1
3.2.1 Condiciones para la Programación ····· 3.2- 1
3.2.2 Recolección de Fluidos y Sistema de Reinyección ····· 3.2- 4
3.2.3 Instalaciones de la Planta Generadora ····· 3.2- 5
3.2.4 Línea de Transmisión y Subestación ····· 3.2-11
3.2.5 Desarrollo del proyecto ····· 3.2-12
3.2.6 Estimación del costo del proyecto ····· 3.2-15
3.3 Estudio de Impacto Ambiental ····· 3.3- 1
3.3.1 Propósito del Estudio ····· 3.3- 1
3.3.2 Regulaciones Ambientales y Normas en Guatemala ····· 3.3- 1
3.3.3 Descripción General de los resultados de los trabajos de campo ····· 3.3- 3
3.3.4 Resultados del Monitoreo Ambiental durante la perforación de los pozos y la prueba de los mismos ····· 3.3- 4
3.3.5 Estudio de Impacto Ambiental ····· 3.3- 5
3.3.6 Recomendaciones Generales para el Próximo Proyecto ····· 3.3- 9
3.4 Evaluación Económica y Financiera ····· 3.4- 1
3.4.1 Necesidades del Proyecto ····· 3.4- 1
3.4.2 Solución del menor costo ····· 3.4- 3
3.4.3 Evaluación Financiera ····· 3.4- 6

4 INTEGRACIÓN Y RECOMENDACIÓN ····· 4- 1

4.1 Integración 4- 1
4.1.1 Modelo Geotérmico Conceptual 4- 1
4.1.2 Evaluación del Recurso 4- 3
4.1.3 Pronósticos y Potencial del Campo 4- 3
4.1.4 Plan de Desarrollo de la Planta de Generación 4- 4
4.1.5 Estudio de Impacto Ambiental 4- 5
4.1.6 Evaluación Económica y Financiera 4- 6
4.2 Recomendación 4- 8
4.2.1 Explotación en el Campo Geotérmico de Amatitlán 4- 8
4.2.2 Ubicación de la Planta Generadora 4- 9
4.2.3 Actividades Educativas y Acuerdo con las Comunidades Locales 4- 9
4.2.4 Potencial Geotérmico en las Áreas de los alrededores 4- 9

Figuras

Fig. 2-1-1(a) Estructura del sector de energía en Guatemala ····· 2.1-16
Fig. 2-1-1(b) Mercado del sector de energía en Guatemala ····· 2.1-17
Fig. 2-1-2 Piling diario de los costos de la energía ····· 2.1-18
Fig. 2-1-3 Precio promedio de venta ····· 2.1-19
Fig. 2-1-4 Estructura del sector de potencia en Guatemala ····· 2.1-20
Fig. 2-1-5 El sistema de transmisión en Guatemala ····· 2.1-21
Fig. 2-1-6 Regiones de distribución en Guatemala ····· 2.1-22
Fig. 2-1-7 Número de usuarios con servicio ····· 2.1-23
Fig. 2-1-8 Mapa de cobertura de la electrificación ····· 2.1-24
Fig. 2-1-9 Crecimiento del índice de electrificación en Guatemala ····· 2.1-25
Fig. 2-1-10 Capacidad instalada y demanda de energía ····· 2.1-26
Fig. 2-2-1 Cordillera volcánica centroamericana ····· 2.2-15
Fig. 2-2-2 Mapa tectónico regional ····· 2.2-16
Fig. 2-2-3 Mapa geológico ····· 2.2-17
Fig. 2-2-4 Estratigrafía del Campo Geotérmico de Amatitlán ····· 2.2-18
Fig. 2-2-5 Estructura geológica ····· 2.2-19
Fig. 2-2-6 Mapa de localización de los muestras de fluidos para análisis ····· 2.2-20
Fig. 2-2-7 Modelo geoquímico del sistema hidrotermal ····· 2.2-21
Fig. 2-2-8 Mapa resumen de las zonas permeables para gases del suelo ····· 2.2-22
Fig. 2-2-9 Mapa de interpretación gravimétrica ····· 2.2-23
Fig. 2-2-10 Mapa de interpretación magnetométrica ····· 2.2-24
Fig. 2-2-11 Mapa de distribución de discontinuidades resistivas ····· 2.2-25
Fig. 2-2-12 Estructura resistiva de la zona somera ····· 2.2-26
Fig. 2-2-13 Estructura resistiva de la zona profunda ····· 2.2-27
Fig. 2-3-1 Diagrama de terminación del pozo AMJ-1 ····· 2.3- 6
Fig. 2-3-2 Diagrama de terminación del pozo AMJ-2 ····· 2.3- 7
Fig. 2-3-3 Diagrama de perforación del pozo AMJ-1 ····· 2.3- 8
Fig. 2-3-4 Diagrama de perforación del pozo AMJ-2 ····· 2.3- 9
Fig. 2-4-1 Columna geológica integrada del pozo AMJ-1 ····· 2.4-23
Fig. 2-4-2 Columna geológica integrada del pozo AMJ-2 ····· 2.4-24
Fig. 2-4-3 Correlación de las columnas geológicas ····· 2.4-25
Fig. 2-4-4 Temperatura de homogenización versus Punto de Fusión de las inclusiones fluidas del pozo AMJ-1 ····· 2.4-26
Fig. 2-4-5 Temperatura de homogenización versus Punto de Fusión de las inclusiones fluidas del pozo AMJ-2 ····· 2.4-27

Fig. 2-4-6 Diagrama de entalpía versus Cl ····· 2.4-28
Fig. 2-4-7 Diagrama de variación de la química de los fluidos del pozo AMJ-2 ····· 2.4-29
Fig. 2-4-8 Diagrama de monitoreo de datos de la química de los fluidos de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 ····· 2.4-30
Fig. 2-4-9 Diagrama de monitoreo de datos de la química de los gases de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 ····· 2.4-31
Fig. 2-4-10 Registro de presión – temperatura del pozo AMJ-1: 800 m ····· 2.4-32
Fig. 2-4-11 Registro de recuperación de temperatura del pozo AMJ-1: 1,700 m ····· 2.4-33
Fig. 2-4-12 Registro de recuperación de presión del pozo AMJ-1: 1,700 m ····· 2.4-34
Fig. 2-4-13 Régimen de flujo y datos de presión durante la prueba de inyección: pozo AMJ-1 2.4-35
Fig. 2-4-14 Perfiles de temperatura estática: Pozo AMJ-2 ····· 2.4-36
Fig. 2-4-15 Perfiles de presión estática: Pozo AMJ-2 ····· 2.4-37
Fig. 2-4-16 Régimen de flujo y datos de presión, pozo AMJ-2 prueba de inyectividad ····· 2.4-38
Fig. 2-4-17 Preparación del pozo para el método "James" de presión de labio ····· 2.4-39
Fig. 2-4-18 Resultados de la primera prueba de flujo en el pozo AMJ-1 ····· 2.4-40
Fig. 2-4-19 Curva característica del pozo para la primera prueba de flujo en el pozo AMJ-1 ····· 2.4-41
Fig. 2-4-20 Resultados de la segunda prueba de flujo en el pozo AMJ-1 ····· 2.4-42
Fig. 2-4-21 Curva característica del pozo para la segunda prueba de flujo en el pozo AMJ-1 ····· 2.4-43
Fig. 2-4-22 Resultados de la primera prueba de flujo en el pozo AMJ-2 ····· 2.4-44
Fig. 2-4-23 Curva característica del pozo para la primera prueba de flujo en el pozo AMJ-2 ····· 2.4-45
Fig. 2-4-24 Resultados de la segunda prueba de flujo en el pozo AMJ-2 ····· 2.4-46
Fig. 2-4-25 Curva característica del pozo para la segunda prueba de flujo en el pozo AMJ-2 ····· 2.4-47
Fig. 2-5-1 Modelo estructural geotérmico (Sección Horizontal) ····· 2.5- 8
Fig. 2-5-2 Modelo estructural geotérmico (sección A-A') ····· 2.5- 9
Fig. 2-5-3 Modelo estructural geotérmico (sección B-B') ····· 2.5-10
Fig. 2-5-4 Modelo geoquímico del sistema hidrotermal ····· 2.5-11

Fig. 3-1-1 Metodología de simulación del reservorio ····· 3.1- 9
Fig. 3-1-2 Control de volúmenes y rejillas usadas para representar el reservorio de Amatitlán 3.1-10
Fig. 3-1-3 Capas del control de volumen ····· 3.1-11
Fig. 3-1-4 Mapa de contornos de temperaturas de campo y calculadas, capa 4 (AB, +150 m) · 3.1-12
Fig. 3-1-5 Mapa de contornos de temperaturas de campo y calculadas, capa 3 (AC, +450 m) · 3.1-13
Fig. 3-1-6 Mapa de contornos de temperaturas de campo y calculadas, capa 2 (AD, +750 m) · 3.1-14
Fig. 3-1-7 Mapa de contornos de temperaturas de campo y calculadas, capa 1 (AE, +1050 m) 3.1-15
Fig. 3-1-8 Historial de producción y matching de entalpía del pozo AMF-1 ····· 3.1-16
Fig. 3-1-9 Historial de producción de energía del pozo AMF-1 ····· 3.1-17

Fig. 3-1-10 Historial de producción y matching de entalpía del pozo AMF-2 ····· 3.1-18
Fig. 3-1-11 Historial de proucción de energía del pozo AMF-2 ····· 3.1-19
Fig. 3-1-12 Historial de inyección del pozo AMF-3 ····· 3.1-20
Fig. 3-1-13 Distribución de Temp. (C) después de calibrar el historial, Capa 1 (AE, +1050) ·· 3.1-21
Fig. 3-1-14 Distribución de presión (ksc) después de calibrar el historial, capa 1 (AE, +1050) 3.1-22
Fig. 3-1-15 Distribución de Satur. (%) después de calibrar el historial, capa 1 (AE, +1050) ·· 3.1-23
Fig. 3-1-16 Distribución de Temp. (C) después de calibrar el historial, Capa 2 (AD, +750) ··· 3.1-24
Fig. 3-1-17 Distribución de presión (ksc) después de calibrar el historial, capa 2 (AD, +750) · 3.1-25
Fig. 3-1-18 Distribución de Satur. (%) después de calibrar el historial, capa 2 (AD, +750) ··· 3.1-26
Fig. 3-1-19 Distribución de Temp. (C) después de calibrar el historial, Capa 3 (AC, +450) ··· 3.1-27
Fig. 3-1-20 Distribución de presión (ksc) después de calibrar el historial, capa 3 (AC, +450) · 3.1-28
Fig. 3-1-21 Distribución de Satur. (%) después de calibrar el historial, capa 3 (AC, +450) ··· 3.1-29
Fig. 3-1-22 Escenarios para la explotación del reservorio de Amatitlán ····· 3.1-30
Fig. 3-1-23 Plataformas de perforación y blancos de los pozos actuales y adicionales ····· 3.1-31
Fig. 3-1-24 Escenario-1: resultados de la predicción de 20 MW ····· 3.1-32
Fig. 3-1-25 Escenario-1: pronóstico de la producción de los pozos ····· 3.1-33
Fig. 3-1-26 Escenario-2: resultados del pronóstico 20MW + 20 MW ····· 3.1-34
Fig. 3-1-27 Escenario-2: pronóstico de la producción de los pozos-a ····· 3.1-35
Fig. 3-1-28 Escenario-2: pronóstico de la producción de los pozos-b ····· 3.1-36
Fig. 3-1-29 Escenario-3: resultados del pronóstico 40 MW ····· 3.1-37
Fig. 3-1-30 Escenario-3: pronóstico de la producción de los pozos-a ····· 3.1-38
Fig. 3-1-31 Escenario-3: pronóstico de la producción de los pozos-b ····· 3.1-39
Fig. 3-2-1 Ruta de las tuberías de vapor y salmuera (fuera de la Caldera) ····· 3.2-16
Fig. 3-2-2 Ruta de las tuberías de vapor y salmuera (dentro de la Caldera) ····· 3.2-17
Fig. 3-2-3 Diagrama conceptual de la recolección de fluidos y sistema de reinyección (fuera de la Caldera) ····· 3.2-18
Fig. 3-2-4 Diagrama conceptual de la recolección de fluidos y sistema de reinyección (dentro de la Caldera) ····· 3.2-19
Fig. 3-2-5 Diseño de la planta generadora ····· 3.2-20
Fig. 3-2-6 Diagrama de balance de calor y masa ····· 3.2-21
Fig. 3-2-7 Diagrama de línea simple ····· 3.2-22
Fig. 3-2-8 Mapa de ruta de la línea de transmisión de 138kV ····· 3.2-23
Fig. 3-2-9 Diagrama de la red de transmisión ····· 3.2-24
Fig. 3-2-10 Cronograma de construcción (Caso 1) ····· 3.2-25
Fig. 3-2-11 Cronograma de construcción (Caso 2) ····· 3.2-26
Fig. 3-2-12 Cronograma de construcción (Caso 3) ····· 3.2-27

Fig. 3-3-1 Proceso de abatimiento de H_2S / Tecnología para el caso de la geotermia ····· 3.3-11

Fig. 3-4-1 Demanda y capacidad instalada ····· 3.4- 2
Fig. 3-4-2 Sensibilidad al factor de capacidad ····· 3.4- 9
Fig. 3-4-3 Sensibilidad al costo del proyecto ····· 3.4-10
Fig. 3-4-4 Sensibilidad a la potencia ····· 3.4-20
Fig. 3-4-5 Sensibilidad al flujo de vapor ····· 3.4-11
Fig. 3-4-6 Sensibilidad a la tasa de interés ····· 3.4-11

Tablas

Tabla 1-1-1 Programa de actividades en el año fiscal 2001 ····· 1- 4
Tabla 2-1-1 Miembros del Mercado Mayorista ····· 2.1-27
Tabla 2-1-2 Programa de despacho de carga (MW): Jueves 31 de mayo, 2001 ····· 2.1-28
Tabla 2-1-3 Precio Spot de la energía en el nodo de referencia (GUATEMALA SUR 230 KV) en US$/MWh, Periodo del 01 al 31 de mayo, 2001 ····· 2.1-29
Tabla 2-1-4 Sistema nacional interconectado (SNI): capacidad instalada (Diciembre 2000) ····· 2.1-30
Tabla 2-1-5 Cobertura presente y tasa de crecimiento de electrificación por Departamento ····· 2.1-31
Tabla 2-1-6 Predicción de la demanda (escenario medio) ····· 2.1-32
Tabla 2-1-7 Sistema nacional interconectado (SNI): escenarios para la demanda de energía ····· 2.1-33
Tabla 2-1-8 Panorama del país Country Overview ····· 2.1-34
Tabla 2-1-9 Panorama económico ····· 2.1-35
Tabla 2-1-10 Panorama ambiental ····· 2.1-36
Tabla 2-3-1 Distribución de tiempos del equipo en el pozo AMJ-1 ····· 2.3-10
Tabla 2-3-2 Distribución de tiempos del equipo en el pozo AMJ -2 ····· 2.3-11
Tabla 2-3-3 Equipo de perforación para el pozo AMJ-1 ····· 2.3-12
Tabla 2-3-4 Equipo de perforación para el pozo AMJ-2 ····· 2.3-13
Tabla 2-3-5 Datos de los registros de desviación del pozo AMJ-1 ····· 2.3-14
Tabla 2-3-6 Datos de perforación direccional del AMJ-2 ····· 2.3-15
Tabla 2-3-7 Registro de las zonas de pérdida de circulación en el pozo AMJ-1 ····· 2.3-16
Tabla 2-3-8 Registro de las zonas de pérdida de circulación en el pozo AMJ -2 ····· 2.3-17
Tabla 2-3-9 Datos de hidrofracturamiento del pozo AMJ-1 ····· 2.3-18
Tabla 2-3-10 Datos de hidrofracturamiento del pozo AMJ-2 ····· 2.3-19
Tabla 2-3-11 Datos de cementación del pozo AMJ-1 ····· 2.3-20
Tabla 2-3-12 Datos de cementación del pozo AMJ-2 ····· 2.3-21
Tabla 2-3-13 Registro de barrenas del pozo AMJ-1 ····· 2.3-22
Tabla 2-3-14 Registro de barrenas del pozo AMJ-2 ····· 2.3-23

Tabla 2-3-15 Listado de materiales usados en el pozo AMJ-1 ····· 2.3-24
Tabla 2-3-16 Listado de materiales usados en el pozo AMJ-2 ····· 2.3-26
Tabla 2-4-1 Datos de morfología del zircón ····· 2.4-48
Tabla 2-4-2 Edad volcánica y de alteración alrededor del campo geotérmico de Amatitlán ··· 2.4-49
Tabla 2-4-3 Resultados del análisis de difracción de rayos- X del pozo AMJ-1 ····· 2.4-50
Tabla 2-4-4 Resultados del análisis de difracción de rayos- X del pozo AMJ-2 ····· 2.4-51
Tabla 2-4-5 Resultados de los análisis químicos e isotópicos de las muestras de agua caliente · 2.4-52
Tabla 2-4-6 Resultados de los análisis químicos e isotópicos de las muestras de gas ····· 2.4-53
Tabla 2-4-7 Especificaciones de los registros de pozos en el AMJ-1 y AMJ-2 ····· 2.4-54
Tabla 2-4-8 Especificaciones de las pruebas de temperatura y pérdida de agua en el AMJ-1 ·· 2.4-55
Tabla 2-4-9 Especificaciones de las pruebas de temperatura y pérdida de agua en el AMJ-2 ·· 2.4-56
Tabla 2-4-10 Especificaciones de pruebas de inyección y de transiente en el pozo AMJ-1 ····· 2.4-57
Tabla 2-4-11 Especificaciones de pruebas de inyección y de transiente en el pozo AMJ-2 ····· 2.4-57
Tabla 2-4-12 Resultados del ajuste de curva y propiedades hidráulicas en el pozo AMJ-1 ····· 2.4-58
Tabla 2-4-13 Resultados del ajuste de curva y propiedades hidráulicas en el pozo AMJ-2 ····· 2.4-58
Tabla 2-4-14 Precalentamiento, estimulación y prueba de pozo ····· 2.4-59
Tabla 2-4-15 Especificaciones para los registros de presión dinámica, temperatura ····· 2.4-60

Tabla 3-1-1 Propiedades físicas de los materiales en el modelo numérico ····· 3.1-40
Tabla 3-2-1 Selection of Generating Technology ····· 3.2-28
Tabla 3-2-2 Estimated Project Cost (Plant Site I, Outside Caldera) ····· 3.2-29
Tabla 3-2-3 Estimated Project Cost (Plant Site II, Inside Caldera) ····· 3.2-30
Tabla 3-3-1 Volumen de agua caliente en cada pozo ····· 3.3-12
Tabla 3-3-2 Componentes químicos del fluido geotérmico ····· 3.3-12
Tabla 3-3-3 Componentes químicos del agua condensada ····· 3.3-12
Tabla 3-3-4 Concentraciones de contaminación en fluidos y gases geotérmicos Seleccionados y en el agua promedio mundial ····· 3.3-13
Tabla 3-3-5 Comparación de las emisiones totales de H_2S y las de otras plantas existentes ·· 3.3- 14
Tabla 3-4-1 Instalaciones de generación existentes ····· 3.4- 1
Tabla 3-4-2 Predicción de la demanda ····· 3.4- 2
Tabla 3-4-3 Costo base del proyecto ····· 3.4- 4
Tabla 3-4-4 Condiciones de operación de la planta geotérmica ····· 3.4- 5
Tabla 3-4-5 Costo de construcción por kW Unitario y costo de generación ····· 3.4- 5
Tabla 3-4-6 Costo del proyecto ····· 3.4- 7
Tabla 3-4-7 Plazo del préstamo ····· 3.4- 7
Tabla 3-4-8 FIRR ····· 3.4- 8

Tabla 3-4-9 Ganancia acumulada ····· 3.4- 9

<Apéndice>

Apéndice 1: Evaluación financiera: caso adentro de la Caldera

Apéndice 2: Evaluación Financiera: caso afuera de la Caldera

Apéndice 3: Análisis de sensibilidad

1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1.1 Antecedentes

1.2 Objetivos del Estudio

1.3 Descripción del Estudio y Contenido de trabajo de cada etapa

1.4 Equipo de Estudio

1.5 Agradecimientos

1. DESCRIPCION DEL PROYECTO

1.1 ANTECEDENTES

En septiembre de 1997, el Gobierno de Guatemala solicitó al Gobierno de Japón, a través de su Embajada en Guatemala, asistencia técnica para definir la extensión del campo geotérmico de Amatitlán. Esta asistencia sería proporcionada al Instituto Nacional de Electrificación (INDE) incluyendo la recomendación del esquema operativo más adecuado para instalar una planta geotermoeléctrica, con el propósito de explotar el recurso geotérmico en este campo.

En mayo de 1998, la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA por sus siglas en inglés) y el INDE suscribieron un acuerdo y llenaron la solicitud para el presente proyecto llamado "**Proyecto de Desarrollo Geotérmico de Amatitlán**", siendo así oficialmente aceptado. Los estudios se iniciaron en septiembre de 1998.

1.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

El objetivo del presente estudio es determinar la extensión del campo geotérmico de Amatitlán y asesorar, desde el punto de vista técnico, económico y financiero, su viabilidad para explotar de una forma sostenible los recursos geotérmicos con fines de generación de energía eléctrica. Adicionalmente, otro objetivo importante de la presente Cooperación Técnica, fue el de proporcionar entrenamiento técnico "durante el trabajo" al personal del INDE y la transferencia de tecnología.

1.3 DESCRIPCION DEL ESTUDIO Y CONTENIDO DE TRABAJO DE CADA ETAPA

1.3.1 DESCRIPCION DEL ESTUDIO

El plan básico para el proyecto fue acordado el 18 de mayo de 1998, entre el Ministerio de Energía y Minas, el Instituto Nacional de Electrificación y la Agencia de Cooperación Internacional del Japón. La estructura detallada y los contenidos fueron definidos en los Términos de Referencia publicados el 17 de julio de 1998.

Las actividades del proyecto, las cuales incluyeron la perforación de dos pozos exploratorios, fueron originalmente acomodadas en tres etapas. Cada una de ellas se programó para ser llevada a cabo durante los años fiscales japoneses de 1998, 1999 y 2000, respectivamente. Sin embargo, durante la ejecución de la Etapa -1, el cronograma para el proyecto se modificó para permitir que la perforación del primer pozo se realizara durante el Año Fiscal 1999, posponiendo la perforación del segundo pozo para el Año Fiscal 2000.

i) ETAPA-1: Etapa de Reconocimiento Preliminar (Año Fiscal 1998)

- i-1 Preparación en Japón (Reporte Inicial y Preparación de Logística de Campo)
- i-2 Primer Periodo de Servicios en Guatemala (Misión de Enfoque y Estudio Geocientífico de Campo)
- i-3 Primer Periodo de Servicios en Japón (Integración de Procesamiento de Datos y Preparación para la Perforación)
- i-4 Segundo Periodo de Servicios en Guatemala (Reporte de Avance y Presentación de Resultados)

ii) ETAPA-2: Etapa de Estudios a Detalle (Año Fiscal 1999)

ii-1 Segundo Periodo de Servicios en Japón (Documento de licitación, Borrador del Contrato)

ii-2 Tercer Periodo de Servicios en Guatemala (Licitación, perforación de un pozo vertical, aprobación de la profundidad total, pruebas de terminación del pozo, geología de pozo).

ii-3 Tercer periodo de servicios en Japón: Reporte de Avance

iii) ETAPA-3: Etapa de Estudio a Detalle (Año Fiscal 2000)

iii-1 Cuarto periodo de servicios en Guatemala (Licitación para los trabajos de perforación, Prueba de producción del pozo No.1 y Seminario Técnico en Guatemala, Perforación del pozo No.2 y su prueba de terminación del pozo, Pruebas de producción de los pozos No.1 y No.2, Geología del pozo No. 2, Estudios Ambientales)

iii-2 Cuarto periodo de Servicios en Japón (Análisis de datos, asesoría sobre el recurso, estudio de optimización del tamaño y diseño básico de la planta generadora, Reporte Intermedio)

iii-3 Quinto periodo de servicios en Guatemala (Presentación del Reporte Intermedio, Seminario Técnico en Guatemala, Recolección de Datos para el Estudio de Factibilidad)

iv) ETAPA-4: Etapa de Estudio de Factibilidad (Año Fiscal 2000)

iv-1 Quinto periodo de servicios en Japón (Esquema de explotación, estudio de factibilidad y borrador del reporte final)

iv-2 Sexto Periodo de Servicios en Guatemala (Presentación del Borrador del Reporte Final)

iv-3 Sexto Periodo de Servicios en Japón (Reporte Final)

1.3.2 Descripción de los Servicios para el Año Fiscal 2001 (Estudio de Factibilidad)

Referirse a la Tabla 1-1-1.

1. Quinto Periodo de Servicios en Japón:

*Análisis de los datos adquiridos en Guatemala y pronóstico de la respuesta del reservorio

*Diseño de las instalaciones de generación

*Plan de construcción de la planta generadora

*Cálculo del costo de construcción

*Estudio de impacto Ambiental

*Evaluación económica y financiera

*Integración, consideraciones y recomendaciones

*Preparación del borrador del Reporte Final

2. Sexto Periodo de Servicios en Guatemala

El equipo de JICA explicará y discutirá el borrador del Reporte Final con el personal de la contraparte guatemalteca y tomará nota de sus comentarios.

*Explicación y discusión del borrador del Informe Final

3. **Sexto Periodo de Servicios en Japón**

De acuerdo con los comentarios de la contraparte guatemalteca, el borrador del Reporte Final se revisará y si es necesario se modificará y se preparará la versión final del mismo.

*Preparación del Informe Final

1.4 EQUIPO DE ESTUDIO

De acuerdo con el alcance del trabajo, las siguientes organizaciones estuvieron a cargo del estudio.

Japón : Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA)
West Japan Engineering Consultants, INC. (Equipo de JICA)

Guatemala : Ministerio de Energía y Minas
Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

El equipo de JICA y el INDE proporcionaron el siguiente personal para llevar a cabo el estudio.

Equipo de JICA	
Director del Proyecto	Toshio FUJINO
Ingeniero de Reservorios	Enrique LIMA
Ingeniero de Reservorios	Tetsuya YAHARA
Ingeniero Eléctrico	Kenji SAKEMURA
Ingeniero Mecánico	Takeshi YAMAMOTO
Ingeniero Ambientalista	Kazuo HIROWATARI
Economista	Kenji FUJII
INDE	
Director General	Ing. Julio Palma Ayala
Geólogo	Ing. Victor Ortiz Corzo
Geoquímico	Ing. Alfredo Roldan Manzo
Geofísico	Dr. Juan Pablo Ligorria
Ingeniero Civil	Ing. Juan Torres Bernades
Ingeniero de Reservorios	Ing. Haroldo Cuevas

1.5 AGRADECIMIENTOS

El equipo de JICA quiere expresar sus sinceros agradecimientos por el apoyo y asistencia proporcionado por el Ministerio de Energía y Minas -MEM-, el Instituto Nacional de Electrificación, la Embajada de Japón y la Oficina de JICA en Guatemala.

Table 1-1-1 Activities Schedule
作業実施工程

Activities \ Fiscal year / Month	2001 Fiscal Year						
	7	8	9	10	11	12	1
3. Feasibility Study Stage							
(1) 5th Term of Services in Japan							
①Analysing of the collected data and forecasting of reservoir response	July. 2 July. 16						
②Conceptual Design of Power Plant	July. 2 July. 16						
③Construction Plan of Power Plan	July. 2 July. 16						
④Cost Estimation	July. 2 July. 16						
⑤Environment Impact Assessment		Aug. 1 Aug. 15					
⑥Economical and Financial Evaluation		Aug. 1 Aug. 30					
⑦Evaluation and Integration			Sep. 3 Sep. 17				
⑧Preparation for the Draft of the Final Report			Sep. 16 Sep. 30				
(2) 6th Term of Services in Guatemala				Oct. 21 Oct. 29			
①Explanation and Discussion about the Content of the Draft Report				△——△ Draft			
(3) 6th Term of Services in Japan							
①Preparation of the Final Report					△——△ F/R		

Legend : Work in Guatemala Work in Japan △——△ Report

2 RESUMEN DE LOS ESTUDIOS REALIZADOS EN AÑOS ANTERIORES

2.1 El Proyecto Geotérmico de Amatitlán dentro del Sector Eléctrico de Guatemala

2.2 Estudios Geocientíficos

2.3 Perforación de pozos exploratorios

2.4 Estudios en los pozos

2.5 Modelo Conceptual Geotérmico

2.1 El Proyecto Geotérmico de Amatitlán dentro del Sector Eléctrico de Guatemala

2.1.1 Perfil del Sector Eléctrico de Guatemala
2.1.2 El Sistema de Generación
2.1.3 El Sistema de Transmisión
2.1.4 El Sistema de Distribución
2.1.5 Proyección de la demanda para el SNI
2.1.6 Aspectos Económicos y Políticos Actuales
2.1.7 Situación Política
2.1.8 Acciones para mejorar la cobertura y asegurar el suministro de energía
2.1.9 Alternativas para la generación de energía en Guatemala
2.1.10 Observasiones Concluyentes

2. RESUMEN DE LOS TRABAJOS REALIZADOS EN AÑOS PREVIOS

2.1 EL PROYECTO GEOTÉRMICO DE AMATITLAN DENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA

El éxito del desarrollo geotérmico para la producción de electricidad en Amatitlán dependerá no solamente de la cantidad y la calidad del recurso geotérmico sino también dependerá de factores, tales como los mencionados a continuación, los cuales influenciarán la economía y operación de las instalaciones.

- La estructura del sector eléctrico de Guatemala y sus tendencias de evolución,
- Suministro y demanda de Potencia actuales y futuras
- Políticas futuras del gobierno para lograr una respuesta adecuada (pública y privada) a la demanda de potencia
- Participación de alternativas para una mezcla balanceada de energía en la satisfacción de la demanda de potencia.

Estos factores fueron discutidos en el Reporte de Avance de marzo de 1999. Las secciones siguientes intentan proporcionar una percepción complementaria y una revisión de los cambios más importantes desde 1999.

2.1.1 Perfil del sector eléctrico de Guatemala

1. La Ley General de electricidad

El Gobierno de Guatemala emitió tres decretos dentro de los cuales el Sector Eléctrico del país ha sido reformado. Las reformas se iniciaron el 15 de noviembre de 1996, cuando la Ley General de Electricidad (de aquí en adelante "la Ley"), Decreto No. 93-96 fue emitido para proporcionar el marco general de la estructura actual del sector. Para proporcionar medidas que reforzaran la Ley, el Gobierno emitió el Decreto Regulador el 2 de Abril de 1997 (Decreto No. 256-97). Estos dos decretos establecieron las reglas para que entidades públicas y privadas participaran y negociaran en la generación, transmisión y distribución de electricidad en la República de Guatemala. Al mismo tiempo, estos dos decretos establecieron reglas para mejorar el servicio y proteger a los consumidores. El 1 de Junio de 1998 fueron emitidas las Leyes Regulatorias del Mercado Mayorista para completar las reglas y el marco dentro del cual se establece el Sector Eléctrico de Guatemala.

El objeto de la Ley fue promover la desmonopolización del sector de energía forzando la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución. Estas actividades estuvieron tradicionalmente en manos de instituciones públicas o semipúblicas. La coordinación general era responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas y del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA) y un grupo de empresas eléctricas municipales como los únicos participantes en el negocio de la electricidad. De hecho, el INDE fue un monopolio que dictaba las tendencias y el futuro del sector energético del país.

Al pronunciamiento de la Ley, los monopolios fueron eliminados y los

principios del libre Mercado fueron los encargados de dictar las tendencias del desarrollo del sector energético. Sin embargo, para una fácil transición y para proporcionar un tipo de protección al sector más pobre de la sociedad, las Empresas Eléctricas Municipales fueron excluidas de la obligación de separar las actividades (generación, transmisión y distribución) si el capital para realizar el negocio era 100% municipal. La Ley también permite excepciones para empresas que generen hasta 5 MW.

La Ley creó el Mercado Mayorista para integrar todas estas actividades bajo dos preceptos básicos:

- Libertad para construir y operar instalaciones energéticas y
- Libre competencia para colocar la energía generada en el Mercado sobre la base de libertad para establecer el precio de la misma.

Los únicos requisitos y limitaciones para construir y operar instalaciones energéticas en Guatemala son:

- Cumplir con los reglamentos ambientales
- Cumplir con los reglamentos de uso de los recursos públicos, terrenos e instalaciones
- Capacidad de transmisión
- Estabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI)

El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala es el responsable de la planificación y coordinación de las políticas del sector eléctrico. Para controlar y ejercer las actividades reguladoras, la Ley creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, (CNEE). Para realizar el despacho y el manejo del sector energético en general, la Ley y sus reglamentos crearon el Administrador del Mercado Mayorista, (AMM). Estas relaciones se describen en la Figura 2-1-1(a).

2. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

La misión de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es crear el ambiente para la clara y libre participación de cualquier entidad (individual o jurídica) en la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Guatemala, las funciones de la CNEE son:

- Hacer cumplir la Ley, sus normas y reglamentos
- Aplicar sanciones a aquellos que infrinjan la Ley.
- Observar el cumplimiento de las obligaciones de aquellos que hayan obtenido concesiones
- Proteger los derechos de los consumidores y prevenir abusos y discriminaciones
- Definir las obligaciones de las empresas de transmisión y distribución de electricidad que suple el Mercado regulado y definir metodologías para sus reglamentos.
- Establecer debates o arbitrajes en disputas entre los miembros del Sector Eléctrico

- Emitir normas para el libre acceso a la red de transmisión y distribución

3. **Administrador de Mercado Mayorista (AMM)**

El artículo 44 de la Ley establece la creación del Administrador del Mercado Mayorista, una entidad no lucrativa, responsable de:

- Coordinación del despacho de todas las plantas generadoras conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI), coordinación de las exportaciones e importaciones internacionales y coordinación del sistema nacional de transmisión para asegurar el suministro de electricidad en Guatemala al mínimo costo,
- Asegurar la libre contratación entre los diferentes agentes del sector eléctrico para negociar la energía y asegurar una indiscriminada transmisión y distribución de la electricidad.
- Establecer contratos en el Mercado regulado para el suministro en el corto plazo de energía y potencia.
- Asegurar y garantizar el suministro de energía eléctrica en la República de Guatemala.

El AMM es una entidad privada formada por representantes de los siete agentes del sector eléctrico de Guatemala (gubernamentales y privados);

- Generación de electricidad (aquellos con potencia mayor de 10 MW),
- Transmisión de electricidad (aquellos que tengan Potencia contratada > 10 MW),
- Distribución de electricidad (aquellos que tengan más de 20,000 consumidores),
- Comercializadoras (aquellas con potencia contratada > 10 MW),
- Grandes consumidores (> 100kW),
- Importadores (manejando más de 10 MW),
- Exportadores (manejando más de 10 MW).

La Tabla 2.1.1 muestra la lista de empresas establecidas como miembros del Mercado Mayorista. Estos miembros juegan un papel en cada uno de los siete grupos de agentes. El AMM tiene las funciones de operador y administrador del sector eléctrico de Guatemala.

1) **Sistema de Operación**: El AMM tiene la responsabilidad de planificar las necesidades anuales de potencia y energía. Con base en esta planificación el AMM es el encargado del despacho diario de energía en términos de costos de operación y la mezcla de energía disponible.

   El AMM, con base en una supervisión en tiempo real del SNI, chequea diaria y semanalmente el programa anual para acomodar la mezcla de potencia y energía disponibles en las condiciones actuales.

   El AMM es el encargado de proyectar la demanda de energía y basándose en estas proyecciones el AMM está encargado de planificar estrategias para un suministro adecuado de energía y del despacho de las plantas generadoras así como de la planificación de estrategias para una óptima

utilización del sistema de transmisión.

El AMM físicamente chequea cada parámetro para controlar la operación del sistema eléctrico.

2) **Administración de la Operación del Mercado**: el AMM es el encargado de medir los intercambios (transacciones) de energía y potencia entre los miembros y agentes del mercado Mayorista.

El AMM maneja el dinero derivado de todas las transacciones y es el encargado de los pagos respectivos a los agentes por su participación en las operaciones diarias.

El AMM funciona como programador del despacho de energía y como dministrador de las transacciones entre agentes.

4. Operaciones del Mercado Mayorista

Básicamente existen dos grupos de usuarios, uno ***regulado*** y otro ***no regulado***. El primero es controlado por la CNEE y el Segundo depende de los contratos privados entre los agentes generadores y los agentes consumidores. En el mercado regulado, la CNEE dicta las reglas para una favorable participación, el peaje para la transmisión utilizando instalaciones públicas y los precios finales de distribución. En el mercado no regulado las partes establecen sus propias reglas y precios libremente (ver Fig. 2-1-1a).

Una característica peculiar del Mercado de electricidad en Guatemala es el Mercado separado de potencia y energía. Esto es debido a que en la Ley, las tres actividades principales, generación, transmisión y distribución fueron separadas y porque para ser acreditado como un agente distribuidor o como agente comercializador (incluyendo importadores y exportadores), la Ley impone la necesidad de asegurar, a través de contratos un mínimo de 10 MW de potencia. Por lo tanto, las empresas generadoras establecen contratos con los distribuidores y/o los comercializadores, para proporcionarles la potencia ellos necesitan estar acreditados por la Ley y separadamente estos agentes generadores pueden vender su energía a través de contratos con otros agentes o consumidores (ver Fig. 2-1-1(b)).

La potencia se puede contratar por separado de la energía y su precio depende del tipo de contrato que se haga. El AMM tiene un precio de referencia de US$8.9/kW-mes. Los precios son determinados para cubrir la amortización al capital entre 8 y 10 años con una tasa de descuento de 10% y un periodo de gracia de 1 año para las plantas térmicas y 3 años para las plantas hidráulicas. No hay nada previsto específicamente para el caso de la energía geotérmica pero se dice que lo previsto para plantas hidráulicas podría aplicarse para todas las otras de fuentes renovables.

Las empresas Distribuidoras y las Comercializadoras compran energía ($/kWh) del mercado mayorista a través de Contratos de Compra de Potencia (PPA) con otros agentes o en el mercado spot (también llamado mercado de oportunidad). INDE antes que entrara en vigor la Ley General de Electricidad había firmado algunos contratos PPA y de conversión de energía (ECA) para la compra de potencia y energía en la modalidad "tomar o pagar" (take or pay). Este tipo de Contrato aparentemente ya no se utilizará y la

energía debe venderse sobre la base de la demanda.

Es en el Mercado spot donde los generadores compiten con sus precios de energía. Los generadores presentan cada semana al AMM el total de suministros pretendidos y los costos variables esperados para la energía que pretenden colocar en el mercado. Con esta información, el AMM programa los despachos semanales en su orden del más barato al más caro.

Para ejecutar el programa, el AMM distribuye la energía programada. Si el agente generador que tiene un contrato previo es despachado recibirá de su cliente el precio acordado. En caso de energía, si no es despachado tendrá que adquirir la energía de alguno de los agentes que han sido despachados al precio que el mercado imponga en ese momento. Si el agente generador tiene contrato de potencia y no fue despachado el AMM se la cubrirá con la capacidad de los agentes despachados al precio de referencia. Para suministrar el resto de la demanda, si un agente generador tiene energía y capacidad sobrantes los puede vender en le mercado de oportunidad donde se le será remunerado de acuerdo al valor mas alto esa hora (costos variables mas alto de los presentados por los generadores, los que se revisan cada hora), la Figura 2-1-2 muestra esquemáticamente la forma de despacho de las plantas. La Tabla 2-1-2 muestra como ejemplo el programa de despachos para el 31 de Mayo de 2001. La Tabla 2-1-3 muestra el precio promedio horario de la energía en el Mercado spot en la subestación "Guatemala Sur" para el mes de Mayo de 2001. El precio horario promedio máximo mensual fue de US$ 88.87/MWh el cual viene a ser el pago promedio a los generadores por su energía. El precio promedio de la energía para el mes de Mayo de 2001 fue de US$52.58/MWh. Las tres últimas líneas de la Tabla 2-1-3 muestran los precios diarios promedio, máximo y mínimo de la energía.

La Figura 2-1-3 describe la variación del precio mensual de la energía para los años 1999 y 2000. Normalmente se presentan dos picos, al final y al principio de la estación seca, uno de abril a junio y el otro de octubre a noviembre, cuando la disponibilidad de energía hidroeléctrica es baja y es necesario quemar petróleo o diesel para mantener el suministro. Los precios internacionales del petróleo y del diesel también tienen impacto en los precios de la energía.

La energía se coloca tanto en el Mercado Regulado como en el No Regulado.

a. Mercado No Regulado

   Los generadores pueden negociar su potencia y energía disponibles con los grandes consumidores (aquellos que consumen arriba de 100kW). Los contratos son privados y el gobierno no tiene injerencia en sus términos. Los precios de la energía pueden ser tan bajos como US$ 0.020/kWh

b. El mercado regulado

   Este Mercado es para consumidores de menos de 100 kW, municipalidades y gobierno. La CNEE supervisa y controla la tarifa eléctrica (precio de venta por kWh a los consumidores). La tarifa eléctrica se establece de tal forma que traslade el costo del combustible a los consumidores. Por ejemplo, en enero de 2001, la composición de costos de esta tarifa en el Sistema Nacional Interconectado, (SIN) para el caso en el cual el 50% de

la generación se produjo utilizando combustibles fósiles es como se detalla a continuación.

- 8% costo de transmisión
- 24.6% costo de distribución
- 16.6% impuestos
- 20% costo de generación (costo de potencia + costo de generación sin el costo del combustible)
- 37% costo del combustible

Para el mismo periodo, el suministro a la red fue 60% privado y 40% de INDE. El gobierno a través de INDE subsidia el Mercado regulado (la llamada Tarifa Social). El precio sin subsidio al consumidor fue de 1.19 Q/ kWh, (a una tasa de cambio de 7.85 Q/$ este precio equivale a 0.15$/kWh), mientras que el precio subsidiado fue de 0.78 Q/kWh (0.094 $/kWh a la misma tasa de cambio).

El subsidio es posible porque el INDE contribuye con el 40% de la energía a la red, generando con plantas hidroeléctricas, la cual no incluye combustible dentro de los costos.

Las principales características del Mercado regulado son:

- Las reglas para regular las tarifas eléctricas se revisan cada 5 años.
- Las compañías de distribución deben comprar la energía a través de un proceso de licitación o por medio de un convenio PPA acordado con los generadores en Guatemala o en el extranjero.
- El distribuidor deberá contratar por lo menos 2 años de potencia firme con los generadores

5. Comercialización de Electricidad y Servicios Complementarios

La comercialización de energía eléctrica y los servicios complementarios necesarios para la operación total del Mercado Mayorista ha creado tres diferentes mercados.

- El Mercado Spot (Oportunidad)
- El Mercado de Contratos a término
- El Mercado Variable

a. El Mercado Spot

Las transacciones de energía se realizan al precio spot horario

b. El Mercado de Contratos a Término

En este caso hay diferentes tipos de contratos:

1) Contrato para cubrir la curva de demanda de un consumidor

Bajo este tipo de contrato un agente generador mantiene la obligación de cubrir la curva de demanda del consumidor durante un periodo determinado (horas, días, etc.). Para demandas bajas, el agente

generador debe mantener una reserva continua o generar a capacidad total, vendiendo la energía al mercado spot. Cuando la demanda del consumidor sube, el agente generador puede incrementar su entrega puede comprar el exceso de energía en el mercado spot.

2) Contrato de potencia sin energía

El generador contrata su capacidad con otro agente para colocar su producción a otros agentes o al Mercado spot.

3) Contrato de potencia con energía

En esta modalidad, la potencia y energía de un generador se coloca con un agente contratista. Esto puede funcionar en dos formas.

Una modalidad es que para asegurar el suministro a un precio firme, el agente consumidor acepta comprar la energía al precio contratado (precio promedio de un periodo). Para este caso, el agente generador puede: o bien generar la energía contratada o comprarla en el mercado spot.

La otra modalidad es que al agente consumidor se le suministra a un precio firme durante un periodo tal, mientras el precio contratado sea menor o igual al precio del mercado spot y cuando el precio contratado esté por encima del precio spot, el agente consumidor compra del Mercado spot tanto como le sea posible.

4) Contrato por la falta de oferta

En este tipo de contratos, un agente generador esta obligado a proporcionar toda la energía requerida por un agente consumidor hasta una cantidad convenida, en el caso de no haber otros medios para que el agente consumidor pueda obtener la energía requerida.

5) Contrato de Potencia reservada

En este tipo de contratos el agente generador esta obligado a proporcionar la potencia reservada al Mercado Mayorista en caso de necesidad. Esta potencia reservada puede ser la potencia total o parcial del generador.

c. El Mercado Variable

Este Mercado existe con el objeto de permitir a los generadores cumplir con sus obligaciones contratadas cuando ellos no tienen la posibilidad de suministrar la potencia o energía debido a problemas temporales.

d. Otras transacciones

El sector energético requiere de otro tipo de servicios (transacciones especiales entre agentes o servicios de agentes para el Mercado Mayorista) para su adecuada operación

- Servicios de Transporte: Proporcionados por operadores públicos o privados de líneas de transmisión
- Servicios Complementarios: Tales como

- Suministro de potencia reactiva
- Regulación de frecuencia
- Reserva de potencia fría
- Reserva continua de potencia
- Arranque en apagones

2.1.2 El Sistema de Generación

El sistema de generación se conforma con todas las instalaciones de generación públicas y privadas. INDE representa al sector público. El sector privado esta representado por empresas con Contratos de Conversión de Energía (ECA's) firmados con INDE, empresas con Contratos de Compra de Potencia (PPA's) firmados con otros agentes y empresas operando como plantas mercantes. La Fig. 2-1-4 muestra la inter-relación entre el sistema de generación y los otros agentes del sector eléctrico en Guatemala. La Tabla 2-1-4 muestra en detalle la composición del sistema de generación

2.1.3 El Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión es parte del Gobierno de Guatemala a través del INDE. La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, ETCEE del INDE, es la encargada de la transmisión de electricidad en Guatemala. EEGSA opera su propio sistema de transmisión en la parte central de Guatemala.

El sistema de transmisión está dividido en sistemas primario (230 kV, 138 kV y 69 kV) y secundario (230kV y 69 kV) (Fig. 2-1-5). El sistema primario está compartido por las empresas generadoras, mientras que el sistema secundario sirve a un grupo de generadores privados. En términos geográficos, el sistema de transmisión está dividido en los sistemas Central, Oriental y Occidental y en términos de capacidad de transmisión se divide en sistemas de 230kV, 138 kV y 69kV. La ETCEE está encargada de los sistemas primarios y secundarios.

La ETCEE administra y controla la siguiente infraestructura:

- 647 km de líneas de transmisión de 230 kV
- 222 km de líneas de transmisión de 138 kV
- 1216 km de líneas de transmisión de 69 kV
- 6 subestaciones de 230 kV
- 4 subestaciones de 138 kV
- 32 subestaciones de 69 kV

El sistema de 230 kV operado por la ETCEE es la línea principal de todo el sistema de transmisión en Guatemala y a la cual están interconectadas las principales plantas generadoras así como las subestaciones con las mayores demandas de energía en el SNI (Guatemala-Sur, Guatemala-Este, Guatemala-Norte, Escuintla y Los Brillantes) y el sistema Salvadoreño de transmisión. La interconexión con el Salvador es a través de una línea de 230 kV desde Guatemala-Este, hasta Ahuachapán (instalaciones geotérmicas) en El Salvador.

El sistema de 138 kV refuerza la transmisión de energía entre Escuintla y

Guatemala Sur.

El sistema de 69 kV se extiende desde el sistema central hasta los sistemas oriental y occidental, interconectando las subestaciones que alimentan los circuitos de distribución de toda Guatemala.

EEGSA opera la siguiente infraestructura:

- 65 km de líneas de transmisión de 230 kV
- 558 km de líneas de transmisión de 138 kV
- 44 subestaciones de 69 kV con una capacidad instalad de 760 MVA

2.1.4 El sistema de distribución

El sistema de distribución cambió cuando la EEGSA fue privatizada y separada en dos empresas, una de distribución y una de generación. Lo que correspondía a toda la generación de la antigua EEGSA fue vendido a Constellation de USA y la distribución a Iberdrola de España. La nueva EEGSA suministra a la ciudad capital y a las áreas en sus alrededores. Los sistemas de distribución y las áreas de servicio de INDE fueron vendidos a Unión Fenosa de España. El área de servicio de Unión Fenosa está dividida en las áreas oriental y occidental ver Fig. 2-1-6. El número de consumidores atendidos por el sector eléctrico de Guatemala se ha incrementado drásticamente debido a la política agresiva de incorporar las áreas rurales y de mejorar su infraestructura. La Fig. 2-1-7 muestra el cambio en el número total de consumidores en el SNI. La Fig. 2-1-8 muestra la relación de crecimiento en los servicios eléctricos en las diferentes áreas de Guatemala.. La Tabla 2-1-5 muestra este incremento con más detalle. La Fig. 2-1-9 muestra el crecimiento de la tasa de electrificación desde 1991. Guatemala se ubica en el ultimo lugar en tasa de electrificación comparado con los otros países latinoamericanos, la apertura del sector eléctrico a las inversiones privadas en los sistemas de distribución y generación produjo un impacto positivo el cual aun mantiene el paso.

El sistema de distribución de electricidad en Guatemala está formado por las siguientes compañías:

1. **Empresa Eléctrica de Guatemala**

   Perteneciente a IBERDROLA de España, esta compañía atiende la parte central del país; Departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepequez.

2. **Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. DEOCSA.**

   Atiende los departamentos occidentales de Guatemala: Escuintla, Suchitepequez, Retalhuleu, San Marcos, Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá, Chimaltenango, Quiché y Huehuetenango.

3. **Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. DEORSA.**

   Atiende los departamentos orientales de Guatemala: Petén, Alta Verapaz, Baja Verapaz, El Progreso, Zacapa, Izabal, Chiquimula, Jalapa, Jutiapa y Santa Rosa

4. **Instalaciones Eléctricas Municipales**

   Existen 16 instalaciones eléctricas municipales las cuales atienden diferentes

sectores del país: Huehuetenango, Santa Eulalia, San Marcos, San Pedro, Sacatepequez, Tacaná, Quetzaltenango, Retalhuleu, Joyabaj, Playa Grande, Sayaxche, Guastatoya, Jalapa, San Pedro Pinula, Zacapa, Gualán y Puerto Barrios

2.1.5 Proyección de la demanda para el SNI

El crecimiento de la capacidad instalada en el sector eléctrico de Guatemala ha sido uno de los más altos en Centro América. Las condiciones del mercado y sus características han servido de incentivo para el sector privado. Recientemente se ha observado una pequeña baja, debido a la incertidumbre en los sistemas político y económico y a la variación en los precios de los combustibles fósiles. No obstante, en términos globales, el crecimiento ha sido positivo. La Figura 2-1-10 presenta la tasa de crecimiento en la capacidad instalada hasta el año 2000.

A la fecha existen dos proyecciones de demanda publicadas, una hecha por el Administrador del Mercado Mayorista y la otra por el Ministerio de Energía y Minas. La proyección propuesta por el AMM, se presenta en la Tabla 2-1-6, es para un escenario de desarrollo medio y calculada hasta el año 2015. La propuesta por el MEM, Tabla 2-1-7, se basa en un modelo econométrico utilizando la relación entre los récordes históricos de la demanda y el consumo con variables económicas del PIB y variables representando el crecimiento de la demanda de energía.

El modelo se corrió bajo tres escenarios dependiendo del PIB

1. ESCENARIO DE DEMANDA BAJA: Basado en un crecimiento anual del PIB de 3.5%

2. ESCENARIO DE DEMANDA ESPERADA: Basado sobre un crecimiento anual del PIB de 4.0%

3. ESCENARIO DE DEMANDA ALTA: Basado en un crecimiento anual del PIB de 5.0%

Con cualquiera de los escenarios que se presenten en el futuro, 20 MW y aun 50 MW geotérmicos en Amatitlán conectados a la red, serán fácilmente absorbidos por el sistema como carga base.

2.1.6 Aspectos económicos y políticos actuales.

Alfonso Portillo del partido político Frente Republicano Guatemalteco (FRG) fue investido como Presidente de Guatemala a mediados de Enero de 2000. Dentro de la política económica propuso un presupuesto que podría incrementar los impuestos, adicionalmente a otras medidas, para reducir el déficit fiscal. El presupuesto que fue eventualmente aprobado, utiliza recorte en los gastos y ganancias de las privatizaciones para reducir el déficit fiscal del país. Algunos indicadores económicos han mejorado en los meses recientes, con tasas de interés más bajas y menos volátiles, la inflación está bajo control, y la moneda local está más fuerte. El importante sector cafetalero ha tenido problemas en el primer trimestre de 2001, además de que, con la baja de precios internacionales del café pareciera indicar que habrá pérdidas de millones de dólares y un desempleo para aproximadamente 120,000 Guatemaltecos, 800,000 trabajadores del sector

cafetalero, de acuerdo con la Asociación Nacional del Café de Guatemala. El incremento en el salario mínimo del 16 % en enero de 2001 puede ayudar a los pobres, sin embargo algunos economistas ven esto como un riesgo inflacionario. Guatemala, con una tasa de crecimiento de la población de 2.1%, necesita un crecimiento del PIB más fuerte para reducir la pobreza.

Adicionalmente a los aspectos económicos, Guatemala presenta una incertidumbre política y social muy significativa, soportada en gran parte por la sangrienta Guerra civil de 36 años, la cual concluyó en 1997. El crimen se ha vuelto uno de los mayores sucesos, con un incremento en la venta de armas y el ejército ha sido llamado a las calles para suplir la protección policíaca y el país continúa presentando serios problemas en las áreas de salud, educación y seguridad entre otros.

A mediados de octubre de 1999, Guatemala, Costa Rica, El Salvador, Honduras, Nicaragua, y Chile firmaron un acuerdo marco para liberar el comercio entre estos países. Guatemala firmó el Tratado del Libre Comercio del Triángulo Norte con Méjico, El Salvador, y Honduras, el cual entró en vigencia el 15 de marzo de 2001. Guatemala recibió también una paridad NAFTA para exportación de ropa en Octubre de 2000 como parte de la Iniciativa de la Cuenca del Caribe. La disputa territorial con Belice aun continua.

El Congreso Guatemalteco aprobó en Diciembre de 2000 una legislación que permitiría a partir del 1 de mayo de 2001 manejar los salarios, cuentas bancarias e instrumentos financieros en moneda extranjera. Con esto se espera moderar las tasas de interés y permitir la variación del quetzal sin una crisis de confianza. No está claro si esto representa un paso a la dolarización.

La Tabla 2-1-8 muestra una información actualizada de los factores del país. La Tabla 2-1-9 algunas actualizaciones de los factores económicos del país y la Tabla 2-1-10 algunos factores ambientales de Guatemala

2.1.7 Situación Política

Guatemala es una república democrática que peleó una guerra fratricida interna durante 36 años. Durante estos 36 años no hubo un desarrollo sostenido del país. En 1996, finalmente, se alcanzo un acuerdo de paz entre las partes beligerantes. La autoridad del país está depositada en el poder ejecutivo, asistido para gobernar por los poderes legislativo y judicial está ahora claramente definida.

Como un país joven, con una heterogeneidad racial bien definida, Guatemala aun presenta problemas. Sin embargo, la determinación de las autoridades y la promesa de un desarrollo futuro da a Guatemala un aire de paz y prosperidad.

La actual administración es la quinta administración civil en línea. Esta continuidad permite al inversionista privado sentirse relajado en cuanto a las leyes y la propiedad privada. Esta circunstancia y el final de la guerra fría liberaron capitales que han fluido al mundo en desarrollo.

La aprobación de leyes como la Ley General de Electricidad y la visión de administradores responsables en el pasado abrieron las puertas al flujo de capitales para edificar una nueva infraestructura. Desde 1991 este flujo de capital es evidente en la construcción de edificios, supermercados, nuevas carreteras, etc.. Este crecimiento continuado promoverá aun más las necesidades de

infraestructura eléctrica adicional

2.1.8 Acciones para mejorar la cobertura y asegurar el suministro de energía

1. Electrificación Rural

El objetivo del gobierno de Guatemala es de incrementar la cobertura de la electrificación hasta el 90% en el año 2004 y hasta 96% en el año 2006. INDE está administrando Fondos Revolventes para alcanzar estos objetivos por medio de la construcción de líneas de Transmisión y Distribución y la instalación de paneles solares en áreas remotas. Como se indica en la Tabla 2-1-10 el componente residencial en el uso de la energía es muy alto, entonces el crecimiento en la taza de electrificación tendrá impacto en la demanda de electricidad.

2. Utilización de Recursos Renovables

El reciente crecimiento en la capacidad instalada ha sido principalmente a través de la inversión privada en instalaciones energéticas que funcionan con combustibles fósiles. Más del 50% de la demanda es satisfecha por plantas que queman combustibles fósiles. Las alternativas de combustibles fósiles, a pesar de tener un costo y tiempo de instalación comparativamente más baratos, representan una mezcla no balanceada de energía. Guatemala depende excesivamente de combustibles importados. Para mantener el crecimiento proyectado de la economía, Guatemala deberá reducir esta dependencia y promover el uso de recursos domésticos.

Desafortunadamente, Guatemala no tiene explotaciones de petróleo ni de gas. El petróleo está siendo explotado en el área norte del Petén. Las reservas probadas son más de 20 millones de barriles y las reserves totales se estiman en más de 100 millones de barriles. La producción actual de los campos petroleros es de aproximadamente 22,000 barriles diarios, equivalente al 35% del consumo doméstico. Con excepción del asfalto, la mayor parte de la producción de petróleo es para exportación. Debido a la proximidad de las refinerías de petróleo Mejicanas, hay una capacidad limitada de refinamiento en Guatemala y la mayoría del petróleo necesario para operar las plantas térmicas es importado.

Por otro lado, Guatemala es un país donde aun hay recursos naturales renovables no explotados. El Ministro de Energía y Minas estima en 5,000 MW los recursos hidráulicos y en 1,000MW los recursos geotérmicos para generación de energía. De estos recursos, solamente el 11% de los hidráulicos y el 3% de los geotérmicos se están explotando actualmente. Los recursos solares y eólicos están aun bajo evaluación.

Los recursos renovables compiten en desventaja en relación con los combustibles fósiles. Para países como Guatemala, existen dos alternativas al respecto, una es que el gobierno tome el liderazgo en el desarrollo y explotación de estos recursos y la otra es generar políticas que promuevan incentivos para que el sector privado tome el liderazgo.

El Ministro de Energía y Minas está promoviendo un decreto que contenga incentivos fiscales, financieros y administrativos. A la fecha de escribir este informe, este decreto ha sido enviado para su discusión al Congreso de la

República.

Los principales incentivos Fiscales que promueve esta Ley son:

a. Exención de impuestos aduaneros a la importación de equipo y materiales para las instalaciones y exención de cargas relacionadas, el Impuesto al Valor Agregado (IVA), cargos consulares y derechos en maquinaria para la construcción, todas exclusivamente para proyectos relacionados con el uso de recursos renovables.

b. Exención del Impuesto Sobre la Renta para consultores extranjeros (aprobados y/o registrados en el Ministerio de Energía y Minas) involucrados en el estudio, desarrollo y construcción de proyectos de recursos renovables.

c. Exención por diez años del Impuesto sobre la renta a partir de la fecha de establecimiento de instalaciones a las compañías explotando recursos naturales renovables

d. Diez años de exención de otros impuestos relacionados, bonos o contribuciones especiales a partir de la fecha de autorización de la Oficina encargada de los impuestos.

e. Exención de los impuestos a la propiedad o exención de otros impuestos que puedan afectar la competitividad de proyectos que utilicen recursos renovables.

El estado de Guatemala es propietario absoluto de los recursos naturales. Sin embargo, para utilizar y desarrollar estos recursos naturales, la Ley General de Electricidad permite concesiones temporales. Las concesiones pueden ser dadas por el Ministerio de Energía y Minas, a empresas públicas o privadas. En el caso de la geotermia, un máximo de 10,000 km^2 pueden darse en concesión para exploración y 100 km^2 para explotación. En el caso de empresas privadas con un máximo de 5 MW no se requiere una concesión especial. La Ley General de Electricidad estipula un máximo de un año para empresas públicas o privadas para determinar el potencial geotérmico..

2.1.9 Alternativas para la generación de energía en Guatemala

Guatemala posee alternativas geotérmicas y no geotérmicas renovables para cubrir la demanda futura de electricidad. Sin embargo, una mezcla de energía que minimice los riesgos metereológicos debido a desordenes tales como los provocados por los fenómenos de El Niño o La Niña es lo que Guatemala necesita. Aunque las emisiones de carbono en Guatemala son menos del 0.1% (ver Tabla 2-1-10), el uso de recursos naturales amigos del ambiente serán bienvenidos por la comunidad internacional

1. Alternativas Geotérmicas

Guatemala es bendita en recursos geotérmicos, de norte a sur, San Marcos, Zunil-I, Zunil-II, Totonicapán, Atitlán, Valle del Michatoya, Palencia, Tecuamburro, Moyuta y Laguna de Retana son áreas geotérmicas adicionales a la de Amatitlán donde Guatemala puede extraer mucha de la energía que el

país necesita. Todas estas áreas están relacionadas con el volcanismo activo y con fuertes fracturas tectónicas. Dependiendo del éxito de los esfuerzos para lograr la Ley de Incentivos Fiscales, el desarrollo geotérmico de 20 a 50 MW puede ser competitivo y llenar un vacío en el suministro futuro de energía.

2. **Alternativas no geotérmicas**

   Varios inversionistas privados se han dedicado al desarrollo de pequeñas a medianas hidroeléctricas aprovechando los recursos hidráulicos. Sin embargo, este recurso natural es altamente dependiente del ciclo hidrológico y hace su factor de planta muy bajo. Lo amigable de este recurso con el ambiente es además discutible y en relación con la economía de la explotación, la inversión por MW es mayor que para el caso de la geotermia. No obstante, la abundancia de este recurso primario de energía para pequeños desarrollos en áreas remotas lo hace atractivo para su explotación.

   El gas natural representa una alternativa rápida muy competitiva para el desarrollo geotérmico en Guatemala. Hasta hace poco había un plan para entubar gas natural desde Méjico. La tecnología de ciclo combinado es de una eficiencia térmica alta, de bajos costos de generación, tiempo corto de construcción y amigable con el ambiente, pero no al grado que lo es la geotermia. Sin embargo, la situación política y económica en Méjico a retrasado las inversiones y ahora Méjico es un importador neto de gas natural desde USA. Pareciera que la alternativa de entubar el gas desde Méjico no representará un competidor serio para el desarrollo geotérmico en Guatemala.

2.1.10 Observaciones conclusivas.

Los siguientes puntos pueden ser seleccionados como los aspectos más importantes del sector eléctrico en Guatemala.

1. Los cambios en el sector eléctrico de Guatemala han sido orientados a promover de desmonopolización y una adecuada participación del sector privado

2. Las instituciones civiles y gubernamentales prevalecen. Aunque la democracia es aun joven en términos generales, no hay confianza en la situación política.

3. Hay experiencia y confianza en Guatemala para manejar la participación privada no solo en el sector energético sino también en otros sectores de la sociedad. La confianza se refleja en las inversiones considerables realizadas a la fecha.

4. El estado de Guatemala mantendrá su presencia en el sector eléctrico a través de las empresas de generación y transmisión subsidiarias del INDE hasta que la decisión de vender estas empresas al sector privado se ejecuten.

5. La determinación de las autoridades del sector eléctrico para incorporar las áreas rurales a la red podría promover un incremento en la demanda a los niveles proyectados en el Escenario de Demanda Alta.

6. De acuerdo con la experiencia del Mercado Mayorista de Guatemala, el precio

pagado por la energía(de US$0.02 hasta US$0.10 por KWh) permite llevar a cabo inversiones con una tasa interna de retorno atractiva a niveles internacionales.

7. Para plantas de baja capacidad, menos de 50 MW utilizando recursos renovables tales como la geotermia, estos precios variables podrían demorar su participación competitiva en el Mercado Mayorista, pero la emisión de la Ley de Incentivos Fiscales hará competitivos los recursos para la inversión.

8. Entre las alternativas para llenar el vacío en el suministro de energía con recursos renovables, la geotermia es la mejor

9. Los costos de generación en la planta térmica operada con bunker de La Laguna (propiedad de Constellation de los USA) fueron sobre US$0.10 por KWh y produjeron, adicionalmente un impacto ambiental negativo al lago de Amatitlán. El retiro de la planta ha sido programado. Por lo tanto, un desarrollo geotérmico en Amatitlán (Laguna de Calderas) podría representar un gran interés de Constellation para comprar potencia y/o energía para sustituir la de la planta La Laguna eventualmente del desarrollo del proyecto de Amatitlán.

10. Unión Fenosa de España con la compra de DEOCSA y DEORSA a INDE también adquirió un convenio de 240 MW de potencia. Este convenio termina en Diciembre de 2003. Unión Fenosa tiene ya seguros 140 MW adicionales y podría estar interesada en comprar tanto potencia como energía de un eventual desarrollo del proyecto en Amatitlán.

11. Con cualquiera de los escenarios (bajo, mediano o alto) que se presenten en el futuro, 20 MW o aun 50 MW geotérmicos en Amatitlán conectados a la red serán fácilmente absorbido por el sistema como carga base.

Fig.2-1-1(a) Structure of the Guatemalan Electric Sector
グァテマラ電力産業の組織

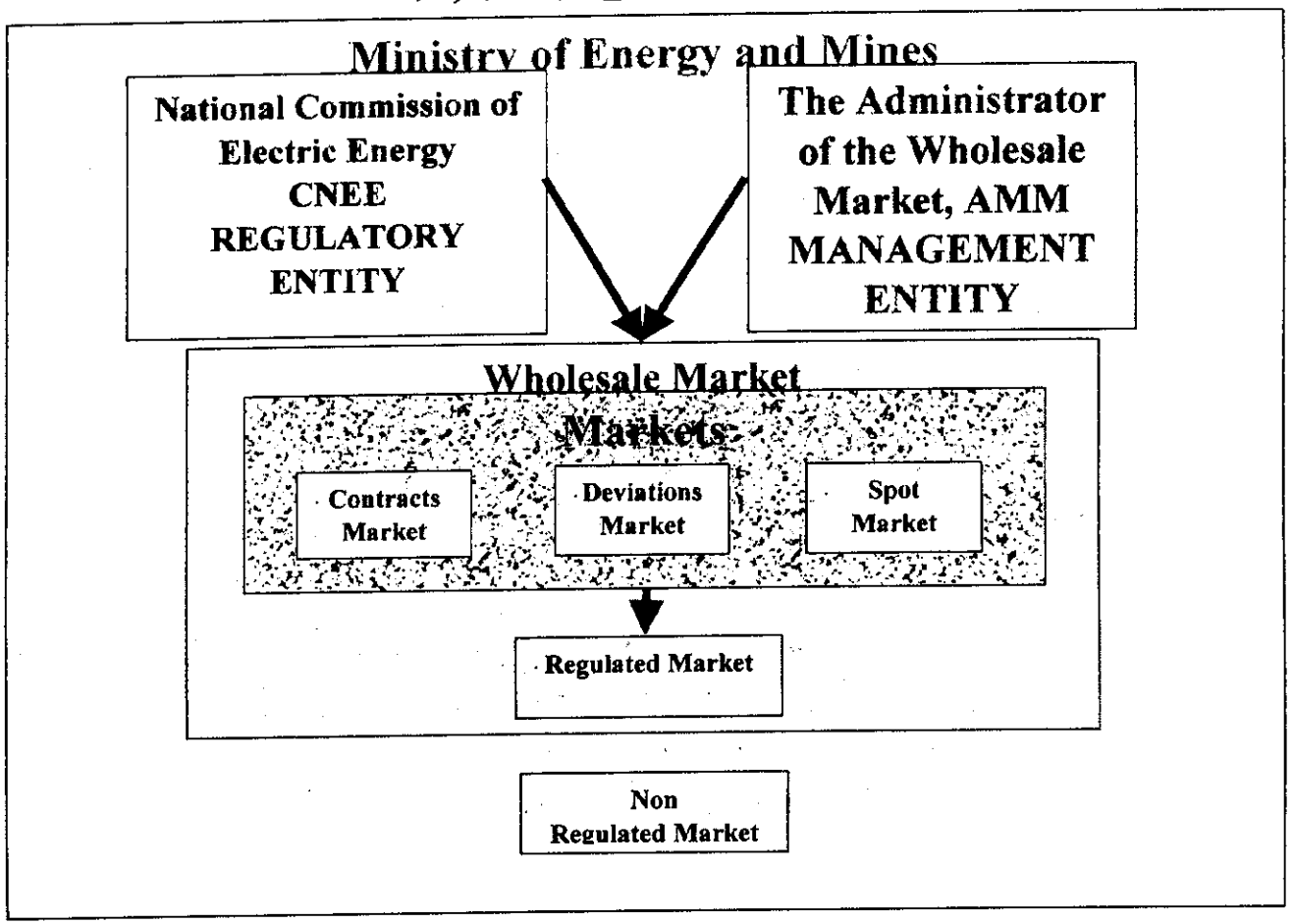


Fig. 2-1-1(b) Markets of the Guatemalan Power Sector
グァテマラ電力産業の市場構造

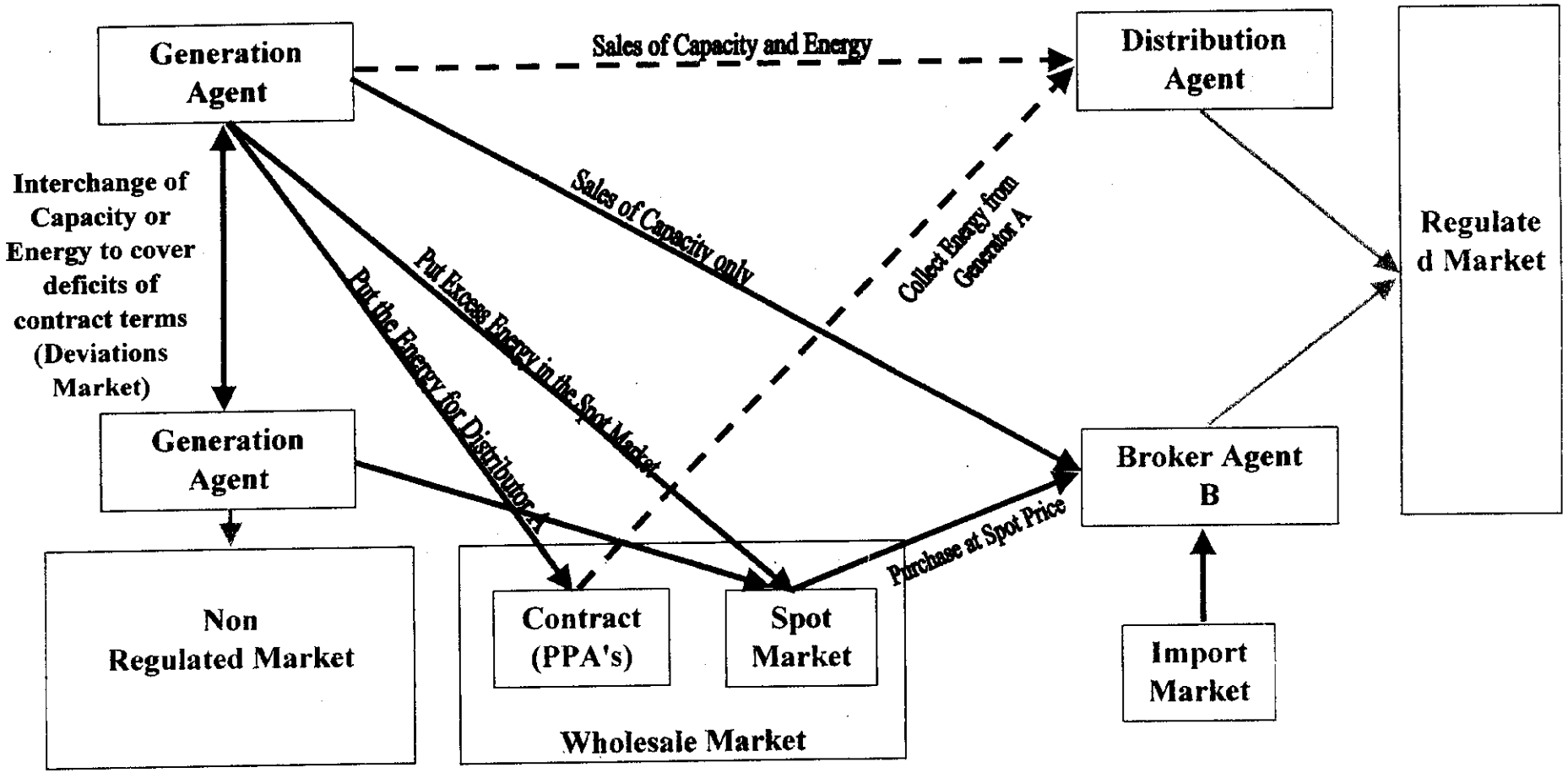
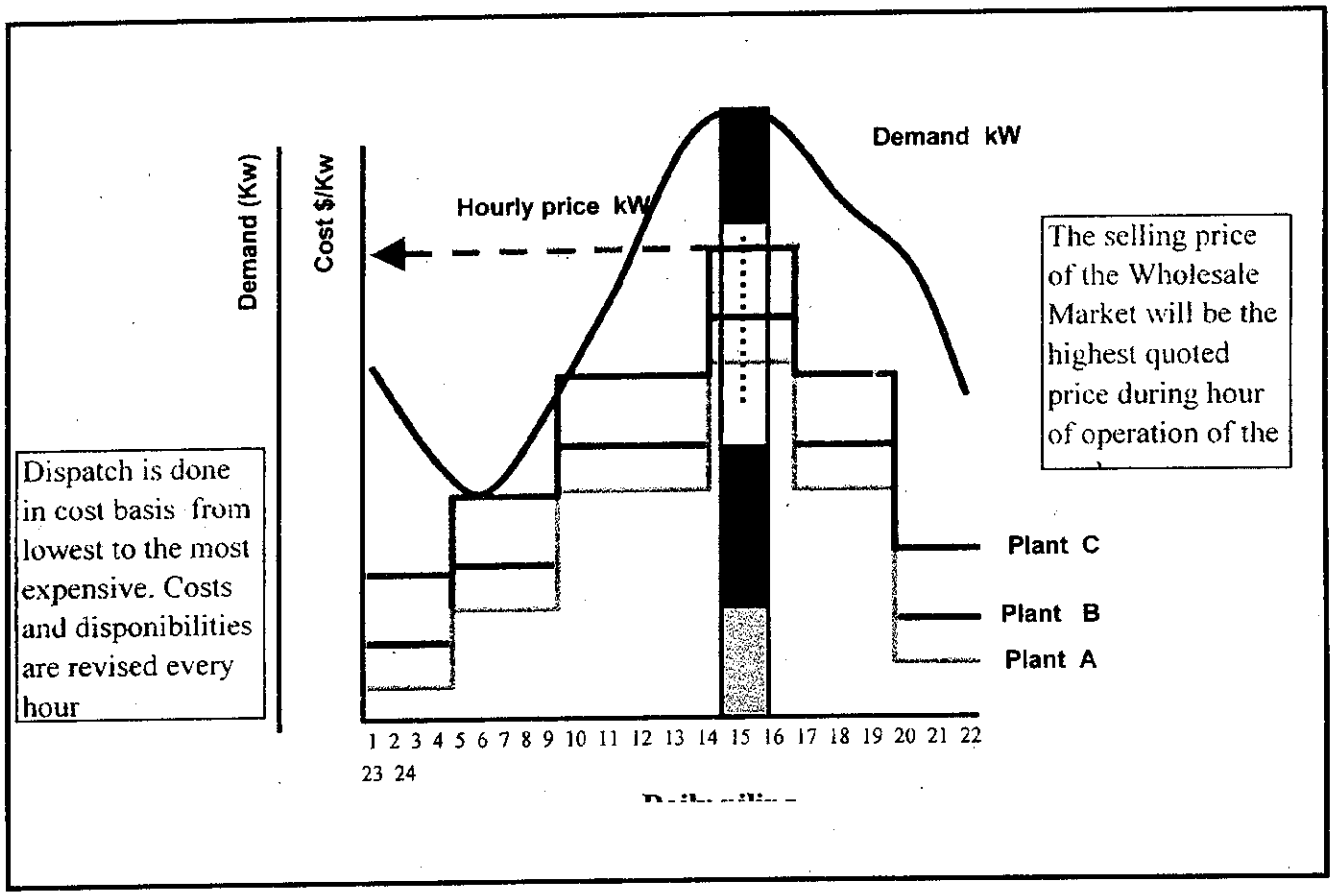


Fig. 2-1-2 Daily piling of energy costs
エネルギーコストの日変化



月別電力価格の変動

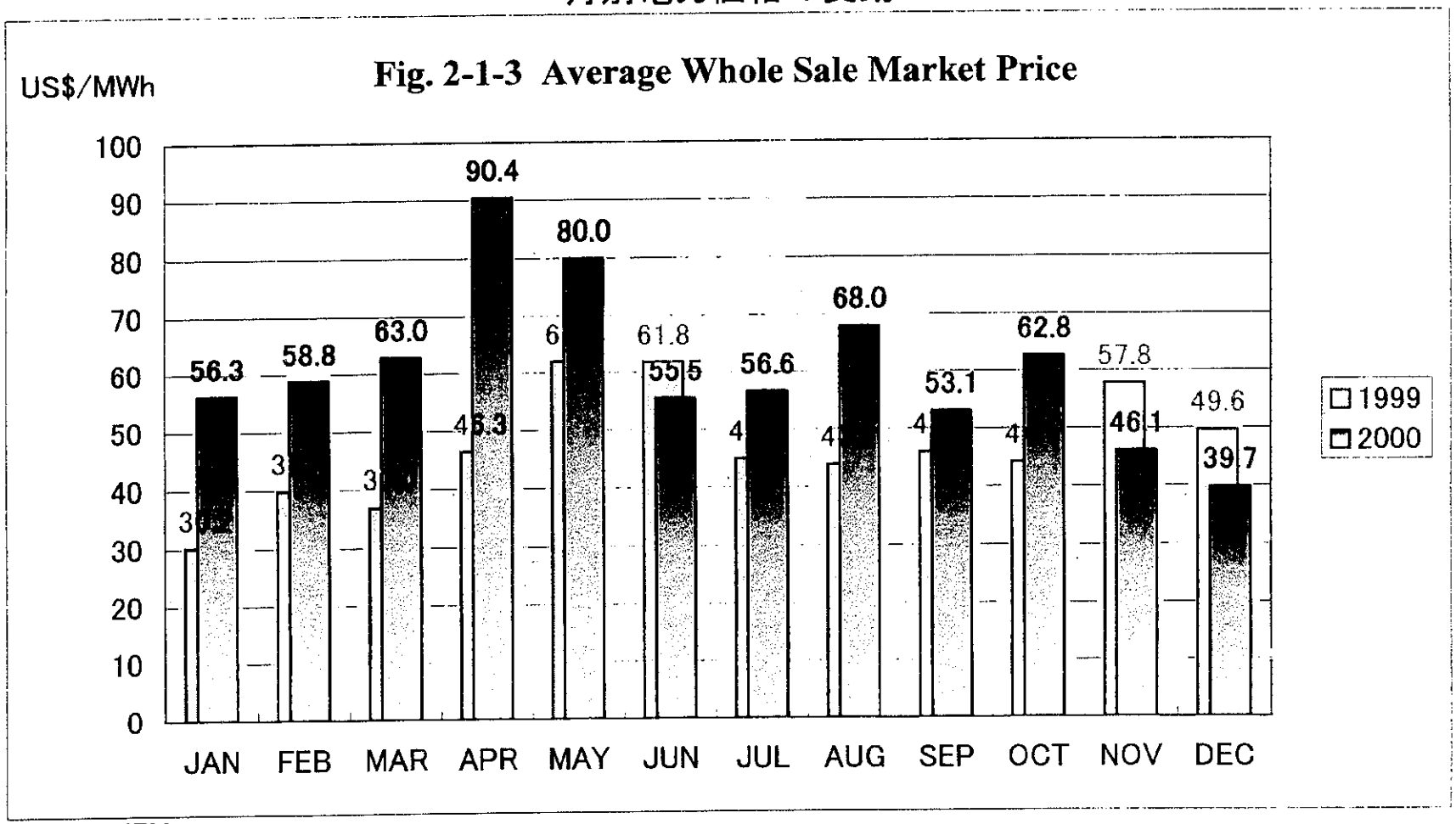
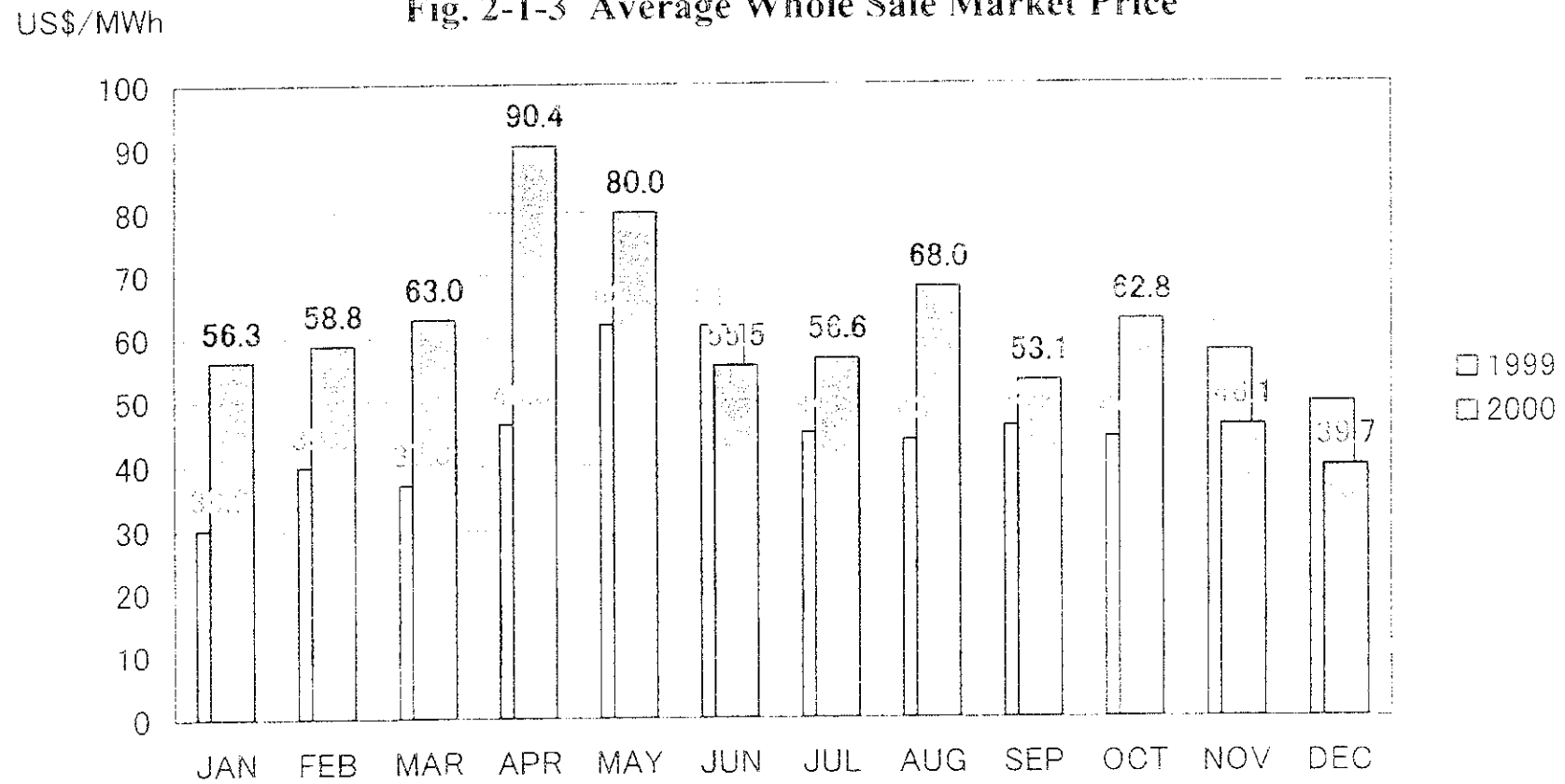


Fig. 2-1-3 Average Whole Sale Market Price

Source: MEM

月別電力価格の変動

Fig. 2-1-3 Average Whole Sale Market Price



Source: MEM

Fig. 2-1-4 Structure of the Electricity Supply in Guatemala
グァテマラ国内の電力供給システム

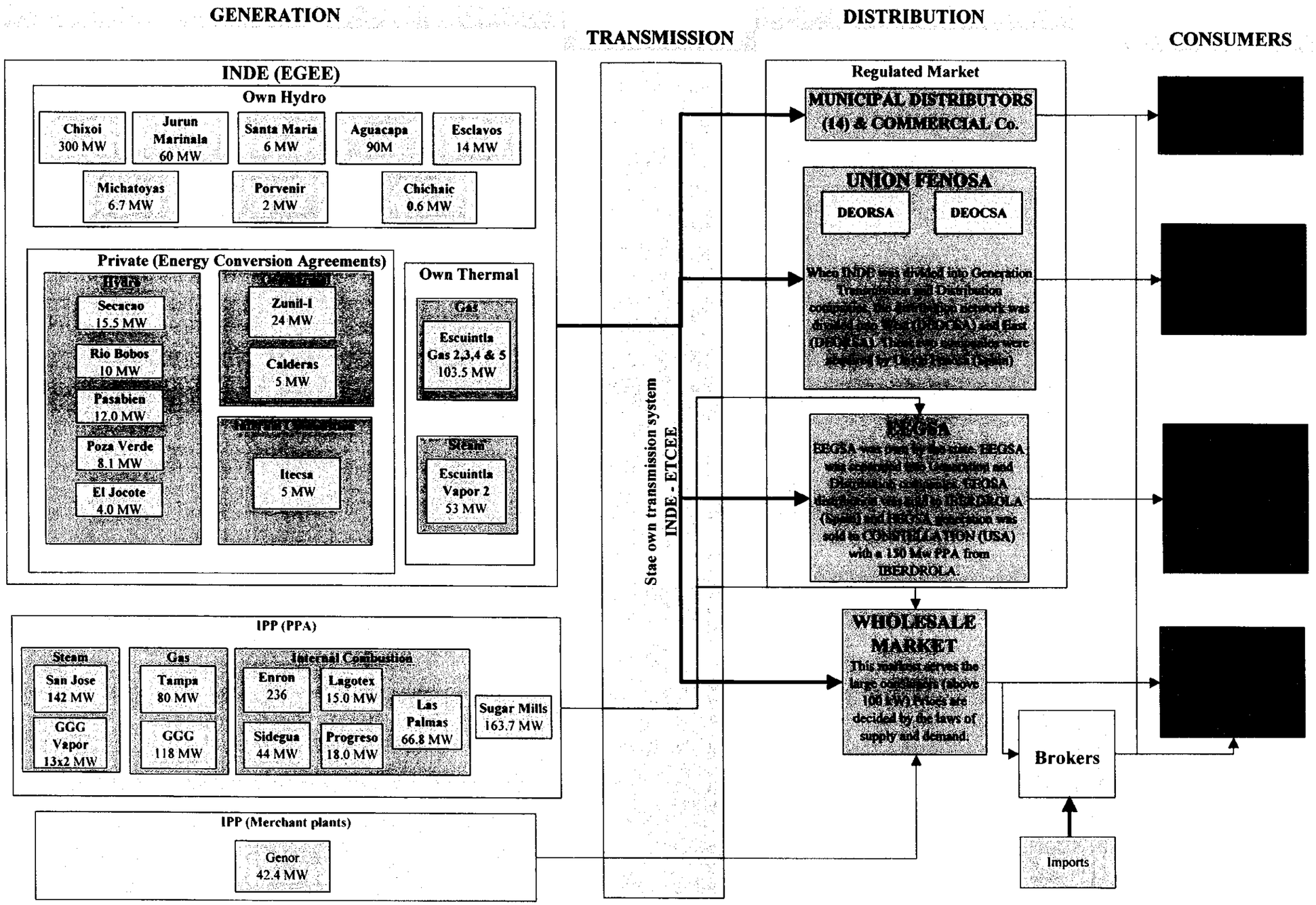


Fig. 2-1-4 Structure of the Electricity Supply in Guatemala
グァテマラ国内の電力供給システム

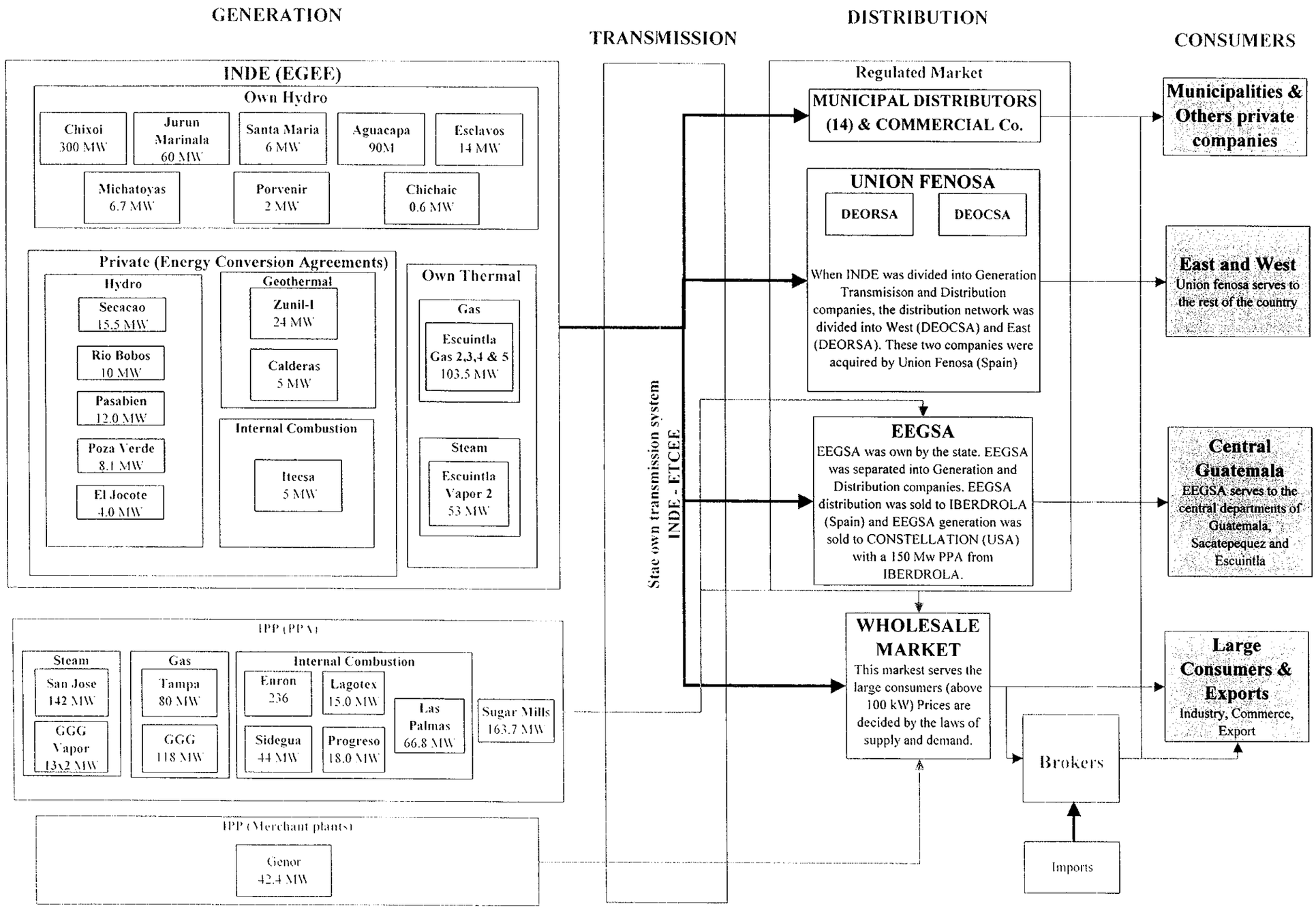
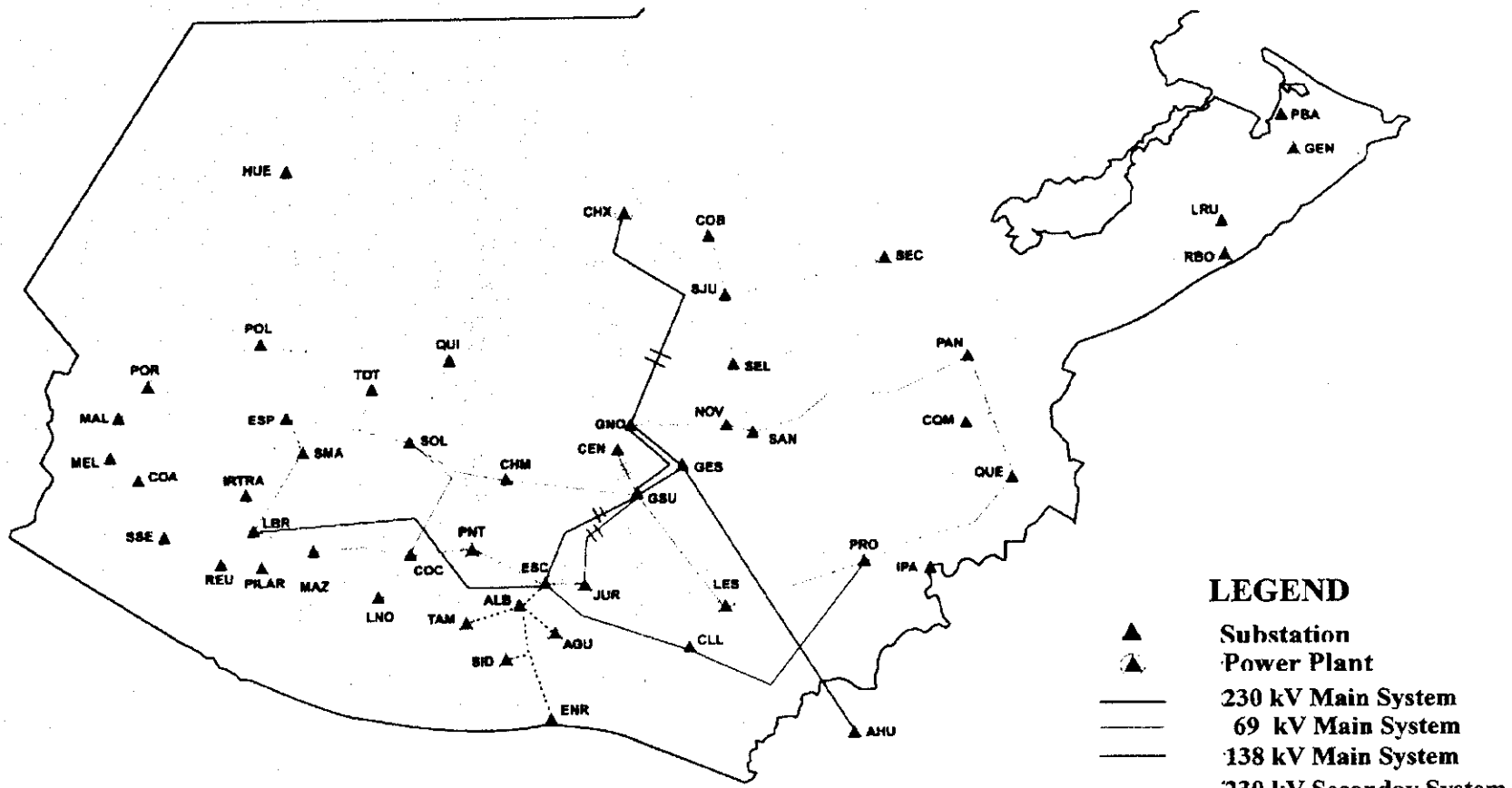
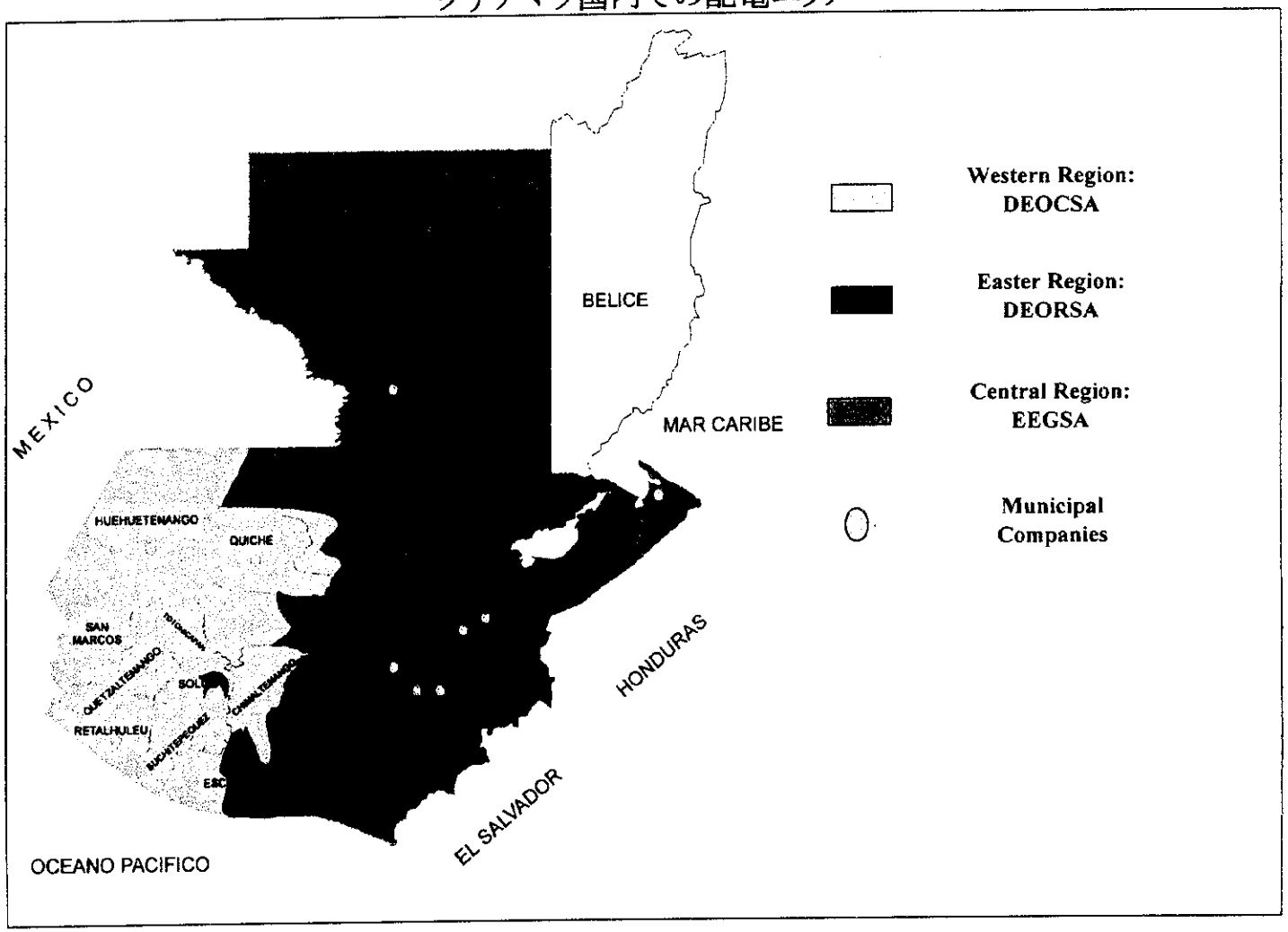


Fig. 2-1-5 The transmission System of Guatemala
グァテマラ国内の送電システム



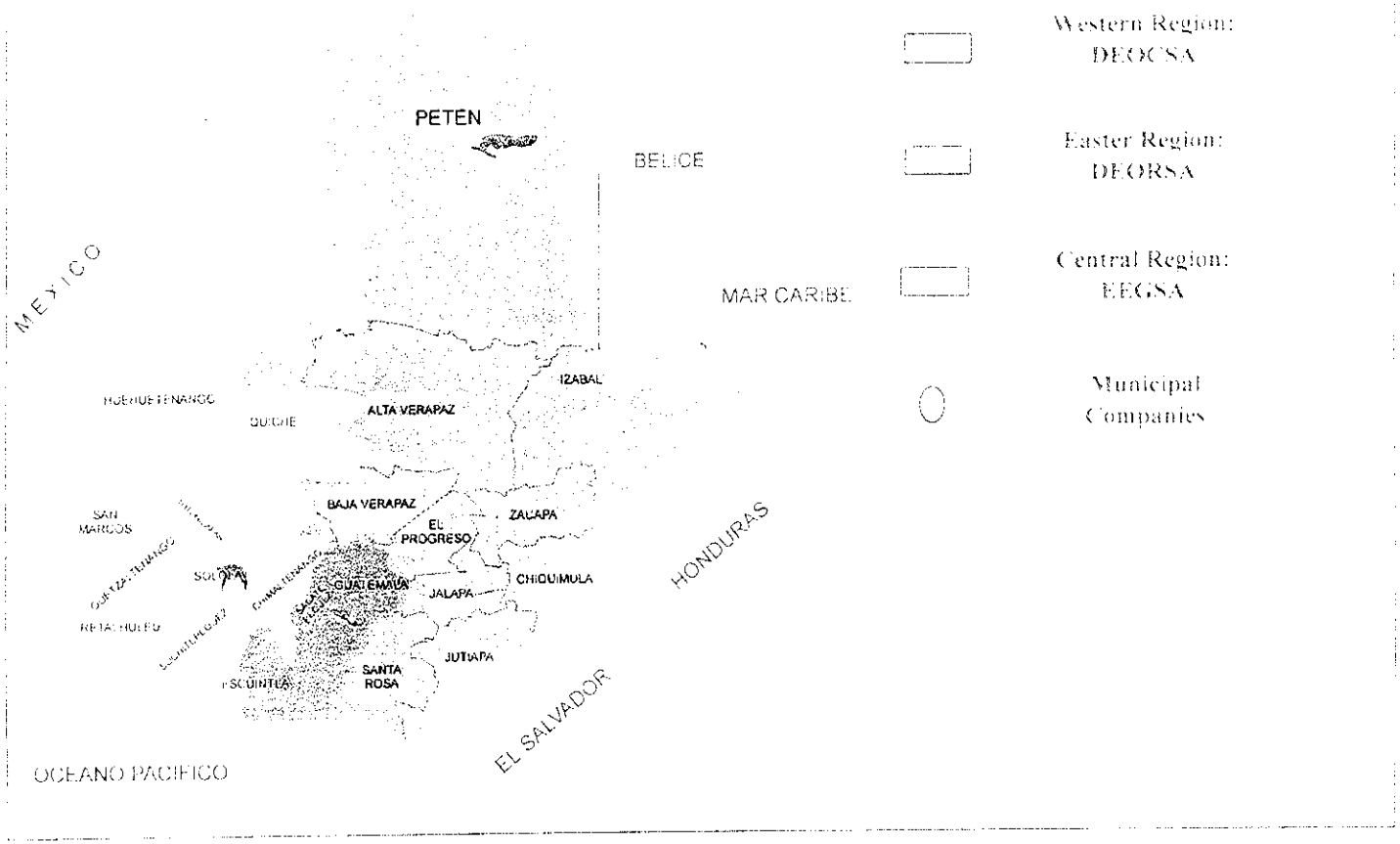
Source: MEM

Fig. 2-1-6 Distribution Regions in Guatemala
グァテマラ国内での配電エリア



Source : MEM

Fig. 2-1-6 Distribution Regions in Guatemala
グァテマラ国内での配電エリア

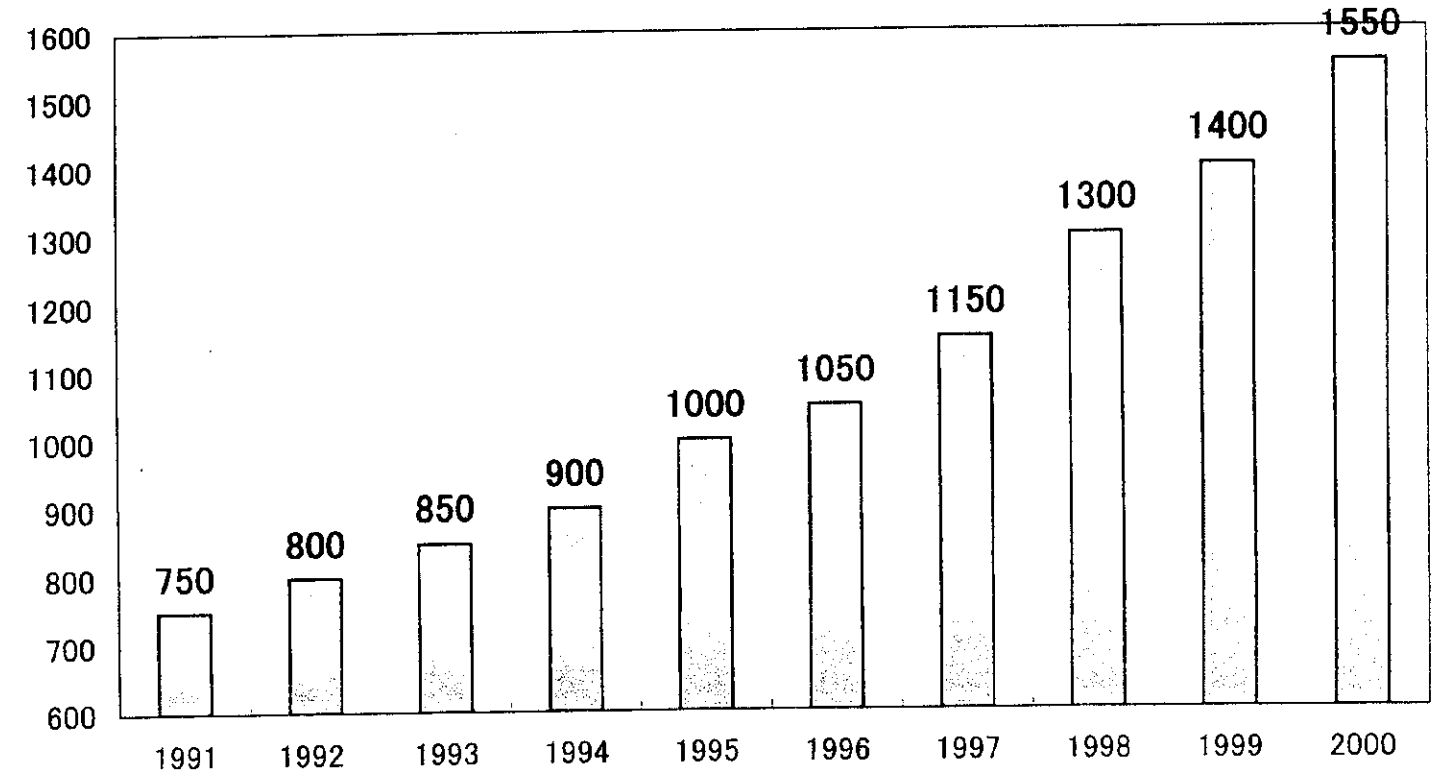


Source : MEM

国家電力供給網に連結している顧客数

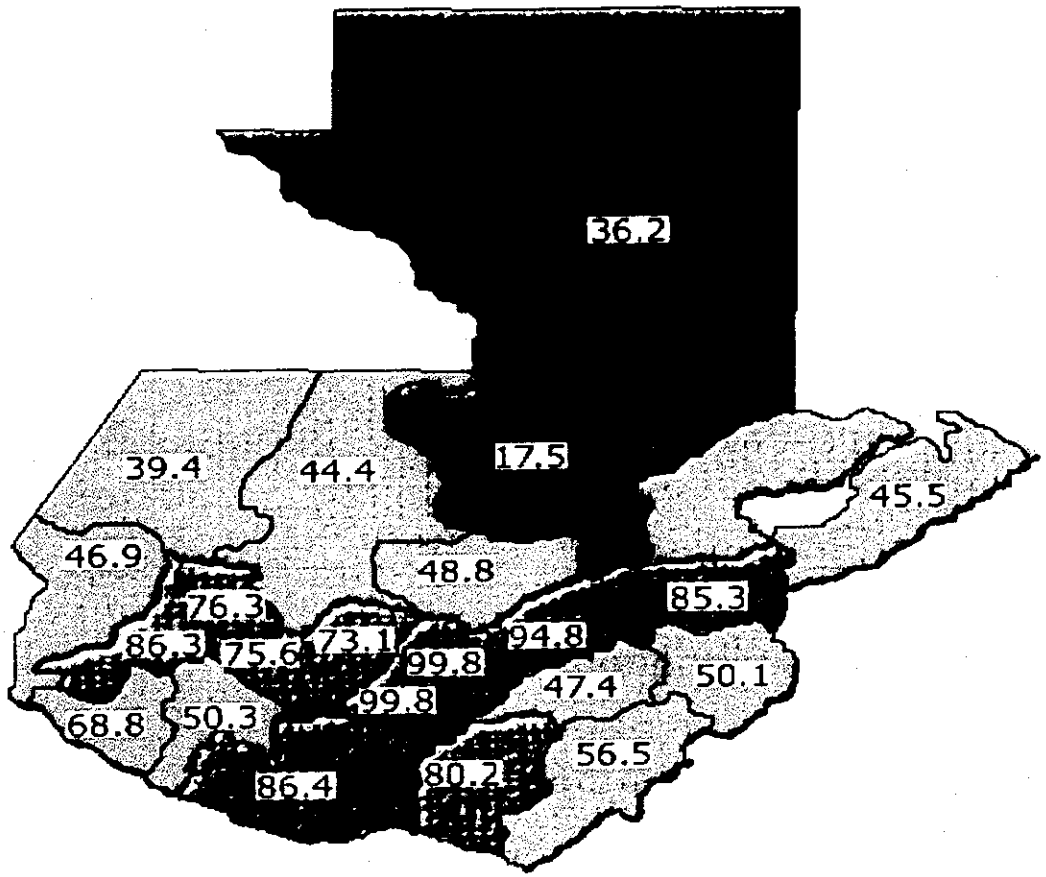
x 1000 Customers

Fig. 2-1-7 Number of connected customers



グァテマラ国内の地域別電化率

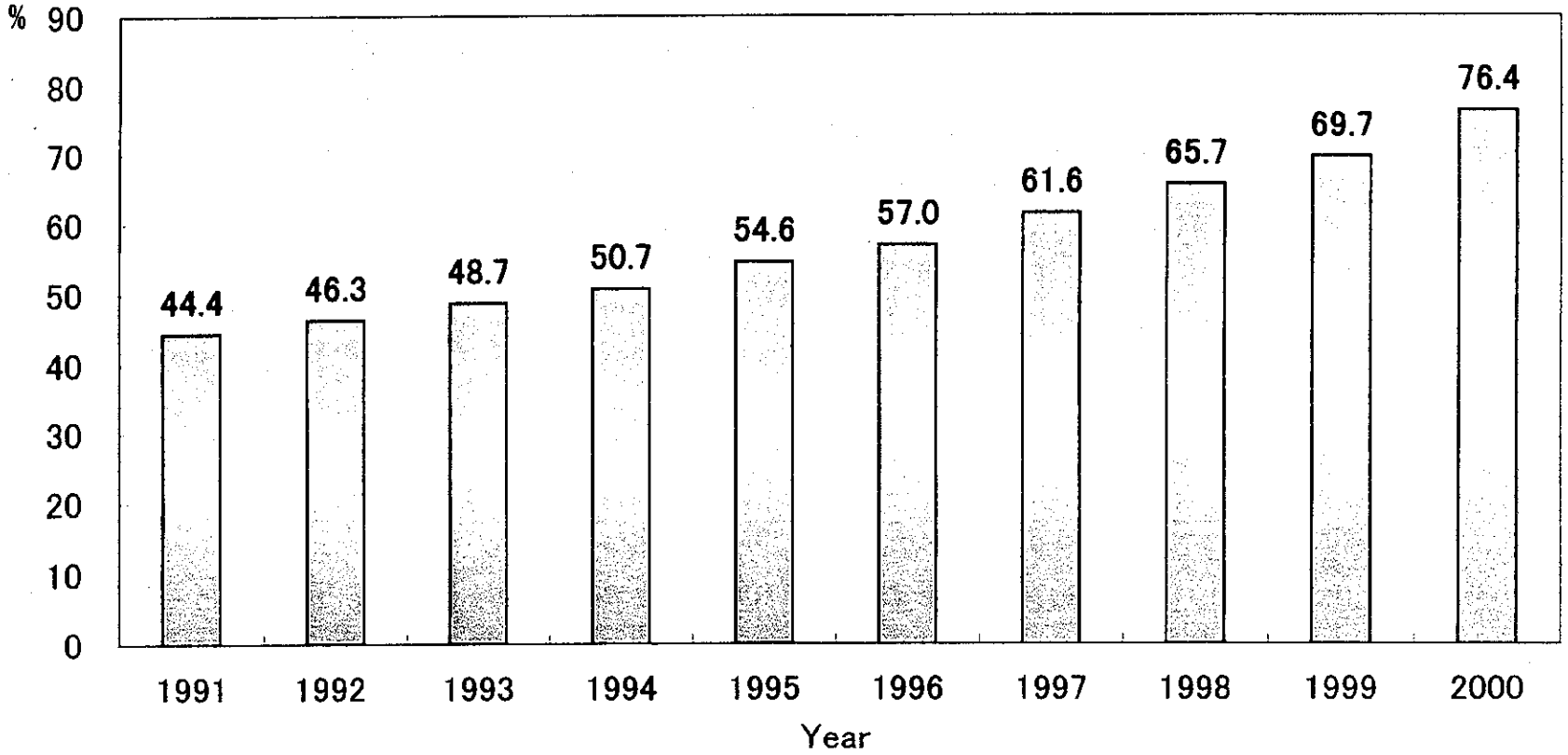
Fig. 2.1.8 Map of the Electrification Coverage (%)



Source: MEM

グァテマラ国の電化率の推移

Fig. 2-1-9 Electrification Growth Ratio in Guatemala



設備容量と電力需要の推移

Fig. 2-1-10 Installed Capacity and Energy Demand