

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERRECTORADO ACADÉMICO
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POSTGRADO
ÁREA DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y DE GESTIÓN
POSTGRADO EN GERENCIA DE PROYECTOS**

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL
PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LAS UNIDADES 4, 5 Y 6
DE LA CASA DE MÁQUINAS I DE LA PLANTA GURI**

Presentado por:

EDGAR JOSE DIAZ MUZALY

Para optar al Título de:

ESPECIALISTA EN GERENCIA DE PROYECTOS

Asesor:

VICTOR JOSE BELLORIN

CIUDAD GUAYANA, JULIO DE 2006

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS, CUADROS Y TABLAS	10
RESUMEN DE LA PROPUESTA.....	14
INTRODUCCION	15
EL PROBLEMA.....	17
I.1. Planteamiento del Problema.....	17
I.2. Justificación de la Investigación	18
I.3. Objetivos del Proyecto.....	20
I.3.1. Objetivo General.....	20
I.3.2. Objetivos Específicos	20
I.4. Alcance.....	21
MARCO METODOLÓGICO	22
II.1. Tipo de Investigación.....	22
I.2. Diseño de la Investigación.....	22
II.2.1. Estudio de Mercado.....	23
II.2.2. Estudio Técnico	24
II.2.3. Opciones de desarrollo.....	24
II.2.4. Estudio Económico	25
II.2.5. Evaluación de Riesgo	25
II.2.6. Optimización Técnico-Económico.....	26
II.3. Población y muestra	26
II.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	26
II.5. Técnicas de Análisis de Datos.....	27
II.6. Operacionalización de los Objetivos.....	27
MARCO TEÓRICO	29
III.1. Antecedentes de la Investigación	29
III.2. Bases Teóricas.....	31
III.2.1. Gerencia de Proyectos	31

III.2.2. Evaluación de Proyectos	31
III.2.3. Estudio de Factibilidad.....	32
III.2.4. Análisis de Sensibilidad	34
III.3. Marco Conceptual.....	34
III.3.1. Unidad de Generación.....	34
III.3.2. Compuerta de toma	35
III.3.3. Tubería forzada	35
III.3.4. Tubería de descarga.....	36
III.3.5. Turbina	36
III.3.6. Eje principal	36
III.3.7. Generador	36
III.3.8. El Rotor.....	37
III.3.9. El Estator	37
III.3.10. Transformador de potencia.....	37
III.3.11. Equipos y tableros de control	38
III.3.11.1. U.C.S.	38
III.3.11.2. Excitatriz	38
III.3.11.3. Gobernador.....	39
III.3.11.4. Unidad Terminal Remota (RTU)	39
III.3.11.5. GNPC	40
III.3.11.6. Sincronizador Automático.....	40
III.3.11.7. Equipo Control de Tonos (CTE).....	41
III.3.11.8. Equipo de Disparo Transferido	41
III.3.12. Sistema Contra Incendios.....	42
III.3.13. Mantenimiento	42
III.3.13.1. Mantenimiento Preventivo	42
III.3.13.2. Mantenimiento Predictivo	43
III.3.13.3. Mantenimiento Correctivo	43
III.3.13.4. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad	45
III.3.13.5. Planificación del Mantenimiento	45

III.3.13.6. Planeación del Mantenimiento.....	46
III.3.13.7. Plan de Mantenimiento	46
III.3.13.8. Indicadores de Mantenimiento.....	46
III.3.14. Costos	47
III.3.14.1. Costos Predeterminados	47
III.3.14.2. Costos Variables o Directos.....	48
III.3.14.3. Costos Fijos o Periódicos	49
III.3.14.4. Costos SemivARIABLES	50
III.3.15. Estimación Durante la Planificación.....	51
III.3.15.1. Estimación Preliminar de Ingeniería	51
III.3.15.2. Estimación Detallada en Ingeniería	52
III.3.15.3. Estimación en la Fase de Construcción.....	53
III.3.16. Reemplazo	53
III.3.16.1. Importancia del reemplazo de equipos para empresas de producción	55
III.3.16.2. Causas del reemplazo	56
III.4. Consideraciones Éticas	56
III.4.1. Comportamiento Profesional	57
III.4.2. Relación con Clientes y Empleados	57
III.4.3. Relación con la Ciudadanía y la Comunidad	59
MARCO ORGANIZACIONAL.....	60
IV.1. Antecedentes de CVG EDELCA	60
IV.2. Realidad actual	60
IV.3. Fines	61
IV.4. Misión.....	61
IV.5. Valores	61
IV.6. Visión	63
IV.7. Estructura Organizativa.....	63
IV.8. Descripción de la Cultura Organizacional	63
IV.9. La Planificación en CVG EDELCA	64

IV.10. Plan de Mediano Plazo	65
IV.11. Destino Estratégico	66
IV.12. Estrategia Corporativa.....	66
IV.13. Estrategia de Diversificación	67
IV.14. Estrategia Competitiva	67
IV.15. Estrategia Funcional.....	68
IV.16. Iniciativa: Desarrollar Plan Modernización de la Planta Guri.....	69
IV.16.1. Aspectos generales.....	69
IV.16.2. Consideraciones generales.....	70
IV.16.3. Justificación del Plan de Modernización de la Planta Guri	70
IV.16.4. Visión del Plan de Modernización de la Planta Guri.....	71
IV.16.5. Objetivos del Plan de Modernización de la Planta Guri.....	72
IV.16.6. Premisas para la ejecución del Plan de Modernización de la Planta Guri.....	72
DESARROLLO DEL PROYECTO.....	74
V.1. Estudio de Mercado	74
V.1.1. Consideraciones.....	74
V.1.2. Aspectos Generales	75
V.1.3. Mantenimiento realizado a las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I	77
V.1.3.1. Programa de Mantenimiento Mayor	78
V.1.3.2. Programa de Mantenimiento Anual	78
V.1.3.3. Mantenimiento Rutinario	78
V.1.4. Estimación de Costos por Mantenimiento	79
V.1.4.1. Proyección de Costos en Bolívares por Trabajos de Mantenimiento de una Unidad Generadora del Grupo de Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I.....	81
V.1.5. Estudio de la disponibilidad de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I.....	82
V.1.5.1. Estudio de Disponibilidad de la Unidad 4	84

V.1.5.2. Estudio de Disponibilidad de la Unidad 5	85
V.1.5.3. Estudio de Disponibilidad de la Unidad 6	86
V.1.5.4. Estudio de Disponibilidad del Grupo (Unidades 4, 5 y 6)	87
V.1.5.5. Comparación de la disponibilidad proyectada con la situación ideal o esperada con Proyecto.....	87
V.1.6. Análisis Energético.....	89
V.1.6.1. Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento.....	89
V.1.6.1.1. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento en la Unidad 4	92
V.1.6.1.2. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento en la Unidad 5	93
V.1.6.1.3. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento en la Unidad 6	94
V.1.6.1.4. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6	95
V.1.6.2. Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia.	96
V.1.6.2.1. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia de la Unidad 4	99
V.1.6.2.2. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia de la Unidad 5	100
V.1.6.2.3. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia de la Unidad 6	100
V.1.6.2.4. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6.....	101
V.2. Estudio Técnico.....	102
V.2.1. Evaluación global del estado de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri	102
V.2.2. Características actuales	104
V.2.2.1. Generador	104
V.2.2.2. Turbina	104

V.2.2.3. Barras aisladas.....	105
V.2.2.4. Sistema de excitación	105
V.2.2.5. Transformador de potencia	106
V.2.2.6. Gobernador	107
V.2.3. Evaluación de los sistemas	108
V.2.3.1. Parte Eléctrica	108
V.2.3.1.1. Devanado del estator	108
V.2.3.1.2. Núcleo magnético, carcasa y asientos	109
V.2.3.1.3. Arrollamiento del rotor	110
V.2.3.1.4. Colector, mecanismo de escobillas y conductores de campo	110
V.2.3.2. Parte Mecánica	111
V.2.3.2.1. Eje	111
V.2.3.2.2. Araña de rotor y llanta	111
V.2.3.2.3. Enfriamiento	111
V.2.3.2.4. Cojinete de empuje y cojinete	112
V.2.3.3. Instrumentación.....	112
V.2.3.4. Rodete hidráulico	113
V.2.3.4.1. Condiciones de operación.....	113
V.2.3.4.2. Cavitación	115
V.2.3.4.3. Vibración/Fluctuación	115
V.2.3.4.3. Patrón de utilización	116
V.2.3.4.4. Potencial hidráulico del sitio	117
V.2.3.4.5. Pasajes hidráulicos	119
V.2.3.5. Pozo de turbina, anillo inferior y cubierta superior.....	120
V.2.3.6. Anillo operación.....	120
V.2.3.7. Barras aisladas.....	121
V.2.3.8. Sistema de excitación	121
V.2.3.9. Transformador de potencia	122
V.2.3.10. Gobernador	123
V.2.3.11. Acciones a emprender	123

V.2.3.11.1. Turbina	123
V.2.3.11.2. Pasajes hidráulicos	124
V.2.3.11.3. Pozo de turbina, anillo inferior y cubierta superior.....	124
V.2.3.11.4. Anillo operación.....	125
V.2.3.11.5. Gobernador	125
V.2.3.11.6. Generador	125
V.2.3.11.7. Instrumentación.....	126
V.2.3.11.8. Sistema de excitación	126
V.2.3.11.9. Barras aisladas.....	126
V.2.3.11.10. Transformador de potencia	126
V.2.4. Beneficios de la Ejecución del Proyecto.....	127
V.3. Estudio Económico.....	131
V.3.1. Estimado de Costo de los Trabajos de Rehabilitación de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.....	131
V.3.2. Cálculo de los beneficios del proyecto	135
V.3.2.1. Ingresos por energía firme y energía excedente	135
V.3.2.1.1. Perspectiva País	135
V.3.2.1.1. Perspectiva CVG EDELCA.....	137
V.3.2.2. Pérdidas evitadas de energía firme y de energía excedente	139
V.3.3. Premisas Utilizadas.....	140
V.3.3.1. Período de ejecución del proyecto	140
V.3.3.2. Período de evaluación.....	141
V.3.3.3. Nivel de precios.....	141
V.3.3.4. Tasa de cambio.....	141
V.3.3.5. Tasa de descuento.....	141
V.3.4. Resultados Económicos.....	141
V.4. Evaluación de Riesgo.....	146
V.4.1. Sensibilidades	146
V.4.1.1. Resultados del análisis de sensibilidades	146

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	148
VII.1. Conclusiones.....	148
VII.2. Recomendaciones.....	150
BIBLIOGRAFÍA	151
ANEXO	153
Evaluación Económica	
Análisis de Sensibilidad	
APENDICES	

LISTA DE FIGURAS, CUADROS Y TABLAS

FIGURAS

Figura 1: Estudio de Factibilidad.....	21
Figura 2: Corte Transversal de Unidad Generadora.....	33
Figura 3: Estructura organizativa de CVG EDELCA.....	61
Figura 4: La Planificación en CVG EDELCA.....	63
Figura 5: Destino estratégico de CVG EDELCA.....	64
Figura 6: Esquema ilustrativo de la estrategia de diversificación de CVG EDELCA.....	65
Figura 7: Estrategia competitiva corporativa de CVG EDELCA Cuadro de Mando Integral: Diagrama Causa-Efecto.....	66
Figura 8: Proyección de Costos en Bolívares por Trabajos de Mantenimiento (Horizonte de Planificación 4 años).....	80
Figura 9: Gráfico de Disponibilidad de la Unidad 4.....	83
Figura 10: Disponibilidad de la Unidad 5.....	84
Figura 11: Gráfico de Disponibilidad de la Unidad 6.....	85
Figura 12: Gráfico de Disponibilidad de las Unidades 4, 5 y 6.....	86
Figura 13: Comparación de la disponibilidad proyectada con la situación ideal o esperada con Proyecto.....	87
Figura 14: US\$ por Pérdida de Energía por paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri.....	91
Figura 15: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Mantenimiento de la Unidad 4.....	91
Figura 16: Gráfico de Energía pérdida por paradas de Mantenimiento de la Unidad 5.....	93
Figura 17: Gráfico de Energía pérdida por paradas de Mantenimiento de la Unidad 6.....	94
Figura 18: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I.....	95

Figura 19: US\$ por Pérdida de Energía por paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri.....	98
Figura 20: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Emergencia de la Unidad 4.....	98
Figura 21: Gráfico de Energía Pérdida por paradas de Emergencia de la Unidad 5.....	99
Figura 22: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Emergencia de la Unidad 6.....	100
Figura 23: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I.....	101
Figura 24: Gráfico de condiciones de operación del rodete de una unidad generadora.....	113
Figura 25: Disponibilidad de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.....	128
Figura 26: Disponibilidad Promedio de las Unidades de la Planta Guri.....	129
Figura 27: Ingreso incremental por ventas de energía (Perspectiva País) – Opción 280 MVA.....	136
Figura 28: Ingreso incremental por ventas de energía (Perspectiva País) – Opción 325 MVA.....	137
Figura 29: Ingreso incremental por ventas de energía (Perspectiva CVG EDELCA) – Opción 280 MVA.....	138
Figura 30: Ingreso incremental por ventas de energía (Perspectiva CVG EDELCA) – Opción 325 MVA.....	138
Figura 31: Ingreso por pérdidas evitadas de energía (Perspectiva País) – Opción 280 MVA.....	139
Figura 32: Ingreso por pérdidas evitadas de energía (Perspectiva País) – Opción 325 MVA.....	139
Figura 33: Ingreso por pérdidas evitadas de energía (Perspectiva CVG EDELCA) – Opción 280 MVA.....	140
Figura 34: Ingreso por pérdidas evitadas de energía (Perspectiva CVG EDELCA) – Opción 325 MVA.....	140
Figura 35: Flujo de efectivo del Proyecto (Perspectiva País) – Opción 280 MVA.....	144

Figura 36: Flujo de efectivo del Proyecto (Perspectiva País) – Opción 325 MVA.....	144
Figura 37: Flujo de efectivo del Proyecto (Perspectiva CVG EDELCA) – Opción 280 MVA.....	145
Figura 38: Flujo de efectivo del Proyecto (Perspectiva CVG EDELCA) – Opción 325 MVA.....	145
Figura 39: Sensibilidad ante incrementos en el Costo de Inversión del Proyecto – Opción 280 MVA.....	147
Figura 40: Sensibilidad ante incrementos en el Costo de Inversión del Proyecto – Opción 280 MVA.....	147

CUADROS

Cuadro 1: Costos en Bolívares por Trabajos de Mantenimiento de una Unidad Generadora del grupo de Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I.....	78
Cuadro 2: Costos Anuales en Bolívares por Trabajos de Mantenimiento de los diferentes Departamentos la Planta Guri, Desagregados por Componentes de una Unidad Generadora.....	78
Cuadro 3: Proyección de Costos por Mantenimiento (Horizonte de Planificación 4 Años).....	79
Cuadro 4: Disponibilidad de las Unidades 4, 5 y 6 Casa de Máquinas I.....	82
Cuadro 5: Energía Perdida por paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri.....	89
Cuadro 6: US\$ por Energía Pérdida por Paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri.....	90
Cuadro 7: Energía Perdida por paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri.....	96
Cuadro 8: US\$ por Energía Perdida por paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri.....	97
Cuadro 9: Mediciones de fluctuación de presión en la Unidad 5.....	115
Cuadro 10: Estimado de Costo de los Trabajos de Rehabilitación de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.....	131

Cuadro 11: Costos Totales Ahorrados (Operación y mantenimiento).....	141
Cuadro 12: Beneficios del Proyecto de Modernización de las Unidades 4, 5 y 6 (Perspectiva País).....	142
Cuadro 13: Evaluación económica (Perspectiva País).....	142
Cuadro 14: Evaluación económica (Perspectiva CVG EDELCA).....	143

TABLAS

Tabla 1: Beneficios del Proyecto (Perspectivas de análisis).....	136
--	-----

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POSTGRADO
ESPECIALIDAD EN GERENCIA DE PROYECTOS
EXTENSIÓN GUAYANA**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL
PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LAS UNIDADES 4, 5 Y 6
DE LA CASA DE MÁQUINAS I DE LA PLANTA GURI**

**Autor: Ing. Edgar José Díaz Muzaly
Asesor: Esp. Víctor José Bellorin**

RESUMEN DE LA PROPUESTA

Estudio aplicado al área de conocimiento de la “Gerencia de Proyectos” enmarcado dentro una investigación aplicada de tipo “Investigación de Campo y Evaluativo”, el cual tiene como propósito mostrar los resultados de un estudio de factibilidad de mercado, técnico y económico, donde se identifican, describen y analizan cuantitativamente, diferentes aspectos del proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la Planta Guri, analizando su sensibilidad y vulnerabilidad ante variaciones de los niveles de generación esperados y de los montos de inversión estimada. Con la ejecución del proyecto de modernización de las unidades se podrían generar ahorros potenciales producto de la mejora esperada en la disponibilidad de acuerdo a los objetivos planteados dentro del Proyecto de Modernización de la Planta Guri, así como con el eventual incremento de la eficiencia o de la capacidad de generación de las unidades, lo cual se traduciría en potenciales ahorros energéticos del combustible fósil empleado en la generación termoeléctrica e incrementos de los ingresos por un aumento de su eficiencia o capacidad de generación, reducción de las pérdidas de energía y mejor aprovechamiento del recurso hídrico.

PALABRAS CLAVE

Gerencia – Proyectos – Estudios – Factibilidad

INTRODUCCION

CVG Electrificación del Caroní, C.A. (CVG EDELCA) está desarrollando un plan integral general que consolida la rehabilitación y acondicionamiento del equipamiento mayor de producción y transporte de energía de la Planta Guri, cuyo objetivo fundamental consiste en establecer el estado actual de la infraestructura, equipos y sistemas de planta a fin de realizar las mejoras, reemplazos y demás trabajos necesarios para consolidar en el mediano plazo una Planta Guri renovada, en los aspectos eléctrico, mecánico, civil, tecnológico y ambiental; a objeto de que siga cumpliendo su rol estratégico y esté adaptada al escenario de competencia y libre acceso previsto con la reestructuración del sector eléctrico.

Dentro del alcance general del plan se incluye la intervención de las unidades generadoras 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I, en los aspectos de automatización, sistemas auxiliares críticos, turbinas, generadores, tomas de agua; cuya ejecución prevé un escenario de planificación y ejecución complejo en relación con el impacto en la operación y disponibilidad de la planta, y amerita de estudios que justifiquen la inversión en estos activos en operación dentro de la empresa CVG EDELCA.

En este proyecto se desarrolla un estudio de factibilidad con miras a evaluar desde el punto de vista de mercado, técnico y económico el proyecto de modernización de estas unidades, analizando la situación de operación “Sin Proyecto” y “Con proyecto”, así como los factores que pueden afectar los resultados esperados desde la perspectiva “País” y de la empresa “CVG EDELCA”.

El estudio está aplicado al área de conocimiento de la “Gerencia de Proyectos”, enmarcado dentro una investigación aplicada de tipo “Investigación de Campo y Evaluativo”, la cual tiene como propósito desarrollar un estudio de factibilidad de mercado, técnico y económico, donde se identifiquen, describan y analicen cuantitativamente, diferentes aspectos del proyecto de modernización de las unidades generadoras 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I, analizando su sensibilidad y

vulnerabilidad ante variaciones de los niveles de generación esperados y los montos de la inversión estimada.

La modernización de las unidades generadoras 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I podría generar ahorros potenciales que pudiesen alcanzarse por la mejora esperada en la disponibilidad de acuerdo a los objetivos planteados dentro del plan de modernización de la planta, así como con el eventual incremento de la eficiencia o de la capacidad generadora de las mismas, lo cual se traduce en potenciales ahorros energéticos del combustible fósil empleado en la generación termoeléctrica e incrementos de los ingresos por un aumento de su eficiencia o capacidad de generación, reducción de las pérdidas de energía y mejor aprovechamiento del recurso hídrico.

CAPÍTULO I:

EL PROBLEMA

I.1. Planteamiento del Problema

En la actualidad CVG Electrificación del Caroní, C.A. (CVG EDELCA) se encuentra desarrollando un proyecto que consolida la modernización del equipamiento mayor de producción y transporte de energía de la Planta Guri, cuyo objetivo fundamental consiste en establecer el estado actual de la infraestructura, equipos y sistemas de planta a fin de realizar las mejoras, reemplazos y demás trabajos necesarios para consolidar en el mediano plazo una planta renovada, a objeto de que siga cumpliendo su rol estratégico y esté adaptada a las necesidades del sector eléctrico nacional.

Dentro del marco del Proyecto de Modernización de la Planta Guri, se prevé la intervención de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I, cuya evaluación esta siendo desarrollada bajo los fundamentos de la metodología de Gerencia de Proyectos de CVG EDELCA, la cual incluye todos los elementos de análisis para la evaluación del proyecto desde la perspectiva empresarial.

En este proyecto se desarrolla un estudio de factibilidad del proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6; a través del cual se analizan diferentes factores que pueden afectar la realización del proyecto de modernización de estas unidades.

Con el proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6, se busca aumentar la disponibilidad y eficiencia de las Unidades, mejorando los ciclos de mantenimiento para garantizar un nivel óptimo de funcionamiento de las mismas, identificando y estudiando las variables que afectan la generación de energía de estas unidades de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.

I.2. Justificación de la Investigación

CVG EDELCA dentro de sus actividades de mejoramiento continuo, desarrolla proyectos de modernización en las instalaciones de su sistema eléctrico que incluyen actualizaciones de los aspectos funcionales y tecnológicos con el propósito esencial de mantener la confiabilidad del sistema y garantizar la calidad del servicio prestado. Esta afirmación viene acorde con la tendencia actual en que el interés de las gerencias por la seguridad del equipo se ha expresado a través del énfasis en el mantenimiento y modernización de sus equipos operativos. En tal sentido se ha planteado el interés de realizar un estudio de factibilidad para el proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I, dentro del marco del Proyecto de Modernización de la Planta Guri.

Desde la puesta en servicio de la Planta Guri, muchas cosas han cambiado en la tecnología de generación eléctrica, cuyas unidades generadoras de Casa de Máquinas I tienen más de 30 años en operación y las de Casa de Máquinas II ya casi 20 años. Así, el uso de materiales de mayor calidad y mejores procesos de fabricación de rodetes; la introducción de tecnología digital en los procesos de medición, instrumentación y control; las mejoras en el equipamiento eléctrico y un sin número de avances tecnológicos en todas las áreas colocan a la planta en condiciones de obsolescencia, con el consiguiente impacto en su operación y mantenimiento.

Esta situación afecta la disponibilidad, confiabilidad y capacidad de la planta para producir energía eléctrica en condiciones de eficiencia, rentabilidad y permanencia en el largo plazo, poniendo en peligro el rol estratégico de CVG EDELCA como principal productor de energía eléctrica del país.

Entre los problemas técnicos que vienen presentando los equipos en Planta Guri destacan: el aislamiento de los generadores, la cavitación en los rodetes, los roces entre las paletas reguladoras y la cubierta superior, los problemas de verticalidad, descentrado y altura de los rodetes. Debido a tales problemas, se ha hecho inminente realizar trabajos de reparación de los rodetes de las turbinas, los cuales han ocasionado una distorsión progresiva en el perfil hidráulico de los alabes que

componen estos equipos, y contrariamente a lo esperado, ha producido un aumento en la tasa de cavitación, así como en la intensidad de las vibraciones, las cuales pudieran ocasionar fallas por fatiga al resto de los componentes de las unidades, e incluso pudieran afectar la obra civil de Planta Guri.

Los problemas técnicos han incrementado considerablemente la frecuencia de las reparaciones de las unidades, lo que incide negativamente en la disponibilidad de los equipos, la cual se encuentra actualmente en valores entre 80 y 85%, cuando debería superar el 90%.

Adicionalmente se ha verificado que las deformaciones causadas por las reparaciones han incrementado las pérdidas en el aprovechamiento del caudal turbinado, lo que se traduce en bajas eficiencias de las turbinas, problema que se agrava continuamente en el tiempo, en el presente, esta eficiencia se ubica en torno al 90%, mientras que las condiciones de diseño señalan niveles en torno al 94%.

Ante la situación anteriormente planteada, se plantea la necesidad de evaluar las condiciones de operación de las unidades 4, 5 y 6, a fin de determinar las mejoras que deban efectuarse con miras a evitar una posible disminución de su capacidad productiva y emprender un proyecto de modernización que si bien implica importantes inversiones, aseguraría que la planta pueda producir su energía de diseño durante los próximos 25 años.

El análisis de los aspectos generales que contribuyen en la toma de decisiones referente a la ejecución o no del proyecto, aparece entonces como un factor que amerita una revisión de los aspectos operativos asociados con funciones tales como: mantenibilidad, confiabilidad, disponibilidad, etc.; así como otros factores de índole económico tales como: vida económica, vida útil, costos de oportunidad, obsolescencia, etc.; que en términos generales permitirían garantizar a los clientes de CVG EDELCA, la calidad del servicios prestado dentro de condiciones de seguridad, calidad y oportunidad.

El estudio se enmarca en la modalidad de “Investigación de Campo y Evaluativo”, a

través del cual se pretende generar un estudio de factibilidad para la evaluación desde el punto de vista de mercado, técnico y económico del proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la Planta Guri. Los estudios se realizarán vistos desde la situación “Sin Proyecto” y “Con proyecto”, analizando sus costos asociados y efectuando la comparación de las condiciones de cada escenario por separado, mostrando los resultados económicos esperados producto de la ejecución del proyecto desde la perspectiva país y la perspectiva de la empresa CVG EDELCA, así como analizando la sensibilidad y vulnerabilidad del proyecto ante variaciones de los niveles de generación esperados y de los montos de la inversión estimada.

El proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la Planta Guri podría generar ahorros potenciales que pudiesen alcanzarse por la mejora esperada en la disponibilidad de acuerdo a los objetivos planteados dentro del plan de modernización de la planta, así como con el eventual incremento de la eficiencia o de la capacidad generadora de las mismas, lo cual se traduce en potenciales ahorros energéticos del combustible fósil empleado en la generación termoeléctrica e incrementos de los ingresos por un aumento de su eficiencia o capacidad de generación, reducción de las pérdidas de energía y mejor aprovechamiento del recurso hídrico.

I.3. Objetivos del Proyecto

I.3.1. Objetivo General

Desarrollar un estudio de factibilidad para el proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la casa de máquinas I de la Planta Guri de CVG EDELCA que permita evaluar desde el punto de vista de mercado, técnico y económico dicho proyecto, dentro de escenarios que ilustren las situaciones “Sin proyecto” y “Con proyecto” y desde el punto de vista de las perspectivas “País” y “CVG EDELCA”.

I.3.2. Objetivos Específicos

- Realizar un estudio de mercado, efectuando la evaluación de los aspectos productivos asociados al funcionamiento comercial de las unidades generadoras 4,

5 y 6 de la casa de máquinas I de la Planta Guri.

- Realizar un estudio técnico, con miras a determinar las acciones de mejoras a ejecutar para lo operación futura de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.
- Realizar un estudio de económico, con base en el alcance de los trabajos a ejecutar en las unidades 4, 5 y 6, asociado a la situación “Sin Proyecto” y “Con Proyecto” y determinando las relaciones económicas (TIR y relación Beneficio/Costo del proyecto, etc.) que permitan establecer la conveniencia o no de ejecutarlo.
- Realizar un análisis de sensibilidad del proyecto en función de las variables macroeconómicas que permitan evaluar la vulnerabilidad del proyecto ante variaciones de los niveles de generación esperados y de los montos de la inversión estimada.

I.4. Alcance

Realizar una evaluación y levantamiento de la información necesaria, incluyendo estudios sobre la operación y mantenimiento que se realizan a las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquina I de la Planta Guri, con el fin de desarrollar un estudio de factibilidad para el proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la casa de máquinas I de la Planta Guri de CVG EDELCA que permita evaluar desde el punto de vista de mercado, técnico y económico dicho proyecto, dentro de escenarios que ilustren las situaciones “Sin proyecto” y “Con proyecto” y desde el punto de vista de las perspectivas “País” y “CVG EDELCA”.

CAPÍTULO II:

MARCO METODOLÓGICO

II.1. Tipo de Investigación

El estudio desarrollado estuvo aplicado al área de conocimiento de la “Gerencia de Proyectos”, enmarcado dentro una investigación del tipo “Investigación de Campo y Evaluativo” (Yáber y Valarino, 2003: 7), el cual tuvo como propósito desarrollar un estudio de factibilidad de mercado, técnico y económico, donde se identifican, describen y analizan cuantitativamente, diferentes aspectos del proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.

Durante la fase de investigación de campo se efectuó la medición y recopilación de información de las condiciones de operación del grupo de unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri de CVG EDELCA, a través del contacto directo con el personal que labora en los diferentes Departamentos de la Planta Guri: Mantenimiento Mecánico, Mantenimiento Eléctrico, Mantenimiento Control e Instrumentación y Servicios Generales, con miras a obtener la data para el análisis sistemático descriptivo de los factores que impactan en la disponibilidad y mantenibilidad de dichas unidades generadoras y en la programación y ejecución de los trabajos de mantenimiento mayor, anual y rutinario.

Durante la fase de investigación evaluativa se realizó el examen de la situación, basado en la información recopilada durante la investigación de campo, cuyos datos fueron recopilados de la fuente original que los produjo, además de contener elementos que han sido recopilados por terceros.

I.2. Diseño de la Investigación

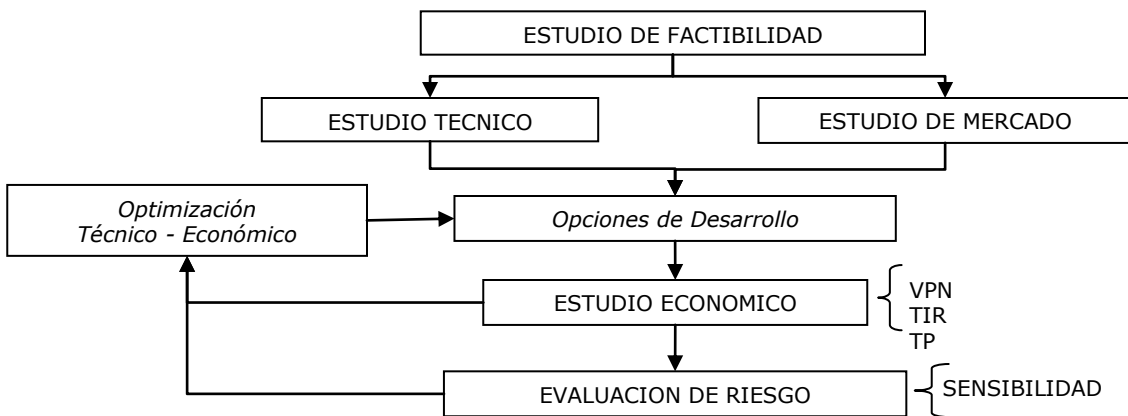
La investigación desarrollada muestra los resultados de un estudio de factibilidad

que tiene por objeto determinar la viabilidad de realizar un proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri de CVG EDELCA que permita evaluar desde el punto de vista de mercado, técnico y económico dicho proyecto, dentro de escenarios que ilustren las situaciones “Sin proyecto” y Con proyecto” y desde el punto de vista de las perspectivas “País” y “CVG EDELCA”.

Durante el desarrollo del estudio de factibilidad del proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, se contó con la participación de personal de CVG EDELCA de las áreas de la División Planta Guri, Coordinación de Control de Gestión del Proyecto de Modernización de la Planta Guri, División de Planificación Corporativa de Proyectos y División de Centros de Control - Despacho de Carga.

En líneas generales el procedimiento adoptado para el desarrollo del estudio de factibilidad, obedece al siguiente esquema de trabajo:

Figura 1: Estudio de Factibilidad



Las actividades indicadas en el esquema anterior se describen a continuación:

II.2.1. Estudio de Mercado

A objeto de determinar la capacidad y perspectivas de generación de ingresos en el

período bajo estudio, como también los riesgos concurrentes a los que se expone el inversionista.

Este estudio incluyo actividades tales como:

- a. Estudio y análisis de los índices básicos de operación (disponibilidad y mantenibilidad), con miras a determinar la capacidad de producción de grupo de unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Maquinas I de la Planta Guri.
- b. Cuantificación de las pérdidas, como parte del mercado no atendido.

II.2.2. Estudio Técnico

A objeto de obtener la información que permita cuantificar el monto de las inversiones y costos de operaciones pertinentes.

Este estudio incluyo actividades tales como:

- a. Inspección en campo y recopilación de información sobre las condiciones de operación de las unidades del grupo 4 a 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.
- b. Establecimiento del alcance de los trabajos de modernización, costo, etc.
- c. Identificación de las premisas, metas y/o objetivos mínimos garantizables.

II.2.3. Opciones de desarrollo

A objeto de establecer el alcance de los trabajos, de acuerdo a los estudios y evaluaciones previas realizadas y a los resultados obtenidos del estudio técnico. Estas opciones serán objeto del estudio económico.

Esta tarea incluyo actividades tales como:

- a. Identificar las opciones de desarrollo.
- b. Determinación de alcance, costos y plazos de ejecución previstos.
- c. Determinación de parámetros de interés para las evaluaciones a realizar.

II.2.4. Estudio Económico

A objeto de determinar el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto, el costo de operación y otros costos asociados que permitan conformar el estado de resultados y el cálculo de los indicadores económicos.

Este estudio incluye actividades tales como:

- a. Realizar la evaluación económica del proyecto, estudiando las opciones “Sin Proyecto” y “Con Proyecto”.
- b. Calcular la tasa interna de retorno (TIR) para el proyecto.
- c. Analizar el comportamiento del proyecto con respecto a las principales variables macroeconómicas.

II.2.5. Evaluación de Riesgo

A objeto de evaluar la incertidumbre que existe en torno a los resultados que se esperan del proyecto.

Esta evaluación incluye actividades tales como:

- a. Realizar análisis de tipo cuantitativo utilizando la técnica de análisis de sensibilidad, que no es más que la modificación selectiva de variables a fin de determinar y evaluar su impacto sobre el proyecto.

- b. Analizar el comportamiento de los resultados del proyecto a través de a análisis de variables tales como: montos de las inversiones y niveles de generación estimados.

II.2.6. Optimización Técnico-Económico

A objeto de obtener la mejor opción de desarrollo aplicable a la situación a través del establecimiento de parámetros que permitan la redefinición del alcance del proyecto en función de las evaluaciones efectuadas dentro del estudio. Estos solo serán propuestos de acuerdo a los resultados obtenidos con el presente proyecto.

II.3. Población y muestra

Partiendo del concepto puede definirse a una población "... como el conjunto de todos los casos que concuerdan con una serie de especificaciones..." (Selltiz, 1974). La población inmersa en la investigación comprende las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de la Planta Guri.

"...Una muestra en un sentido más amplio, no es más que una parte del universo que sirve para representarlo..." (Sabino, 1992, Pág. 52). En el desarrollo del estudio se tomó como muestra la actividad comercial de las unidades de generación, correspondientes al grupo 4 a 6 de la Casa de Maquinas I de la Planta Guri.

II.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Para recolectar la data e información necesaria para elaborar la investigación se utilizaron técnicas e instrumentos propios de una "Investigación de Campo y Evaluativo", entre los que se destacan: Revisión de documentos, observación directa, juicio de experto, investigación de campo, análisis cuantitativos de datos (Indicadores de disponibilidad, mantenibilidad, costos de operación y mantenimiento, tasa interna de retorno de la inversión y sensibilidad), tormentas de ideas, entre otras.

II.5. Técnicas de Análisis de Datos

Para analizar los datos obtenidos en la realización de este proyecto se utilizaron técnicas cuantitativas y documentales.

- Análisis Documental: ya que cierta parte del material utilizado para la recolección de datos fueron libros, instrucciones de trabajo o archivos entre otros.
- Análisis Cuantitativos: por cuanto se presentaron datos estadísticos mediante tablas, los cuales fueron recolectados en campo (en su mayoría), organizados y analizados.

II.6. Operacionalización de los Objetivos

Objetivo General:				
Desarrollar un estudio de factibilidad para el proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri de CVG EDELCA que permita evaluar desde el punto de vista de mercado, técnico y económico dicho proyecto, dentro de escenarios que ilustren las situaciones "Sin proyecto" y "Con proyecto" y desde el punto de vista de las perspectivas "País" y "CVG EDELCA".				
Objetivos Específicos	Variable(s)	Definición	Indicadores	Técnicas e Instrumentos
Realizar un estudio de mercado, efectuando la evaluación de los aspectos productivos asociados al funcionamiento comercial de las unidades generadoras 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.	Disponibilidad Perdidas de Energía	Probabilidad de que un equipo está disponible para su uso en un momento determinado. Relación entre energía de diseño menos energía producida.	Horas de funcionamiento entre horas en que puede operar el equipo. GWH no generados por indisponibilidad del equipo.	<u>Técnicas:</u> Investigación de Campo y Evaluativo. <u>Instrumentos:</u> Escritos, reportes y gráfico.
Realizar un estudio técnico, con miras a determinar las acciones de mejoras a ejecutar para lo operación futura de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.	Equipamiento Tecnología	Elementos y/o componentes de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri. Opciones de desarrollo para la modernización de las unidades generadoras.	Cantidad Características Propiedades	<u>Técnicas:</u> Investigación de Campo y Evaluativo. <u>Instrumentos:</u> Escritos, reportes y gráfico.

Continuación

Objetivos Específicos	Variable(s)	Definición	Indicadores	Técnicas e Instrumentos
Realizar un estudio de económico, con base en el alcance de los trabajos a ejecutar en las unidades 4, 5 y 6, asociado a la situación "Sin Proyecto" y "Con Proyecto" y determinando las relaciones económicas (TIR, eficiencia de inversión, etc.) que permitan establecer la conveniencia o no de ejecutarlo.	Costos Montos de Inversión	Erogaciones y/o causaciones, efectuadas en el área de producción, necesarias para prestar el servicio de generación de energía eléctrica. Erogaciones por concepto de ejecución del proyecto de modernización de la unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.	Cantidad de US\$ por Año	<u>Técnicas:</u> Investigación de Campo y Evaluativo. <u>Instrumentos:</u> Escritos, reportes y gráfico.
Realizar un análisis de sensibilidad del proyecto en función de las variables macroeconómicas que permitan evaluar la vulnerabilidad del proyecto ante variaciones de los niveles de generación esperados y de los montos de la inversión estimada.	Montos de Inversión Capacidad de generación.	Erogaciones por concepto de ejecución del proyecto de modernización de la unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri. Potencia esperada de las unidades modernizadas 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de la Planta Guri.	TIR "Perspectiva CVG EDELCA" y "Perspectiva PAIS" GWh/Año	<u>Técnicas:</u> Investigación de Campo y Evaluativo. <u>Instrumentos:</u> Escritos, reportes y gráfico.

CAPÍTULO III: **MARCO TEÓRICO**

III.1. Antecedentes de la Investigación

A finales de los años 80's la Dirección de Producción de CVG EDELCA inició trabajos de rehabilitación en las unidades de generación, equipos del patio de distribución Guri A e infraestructura de la Planta Guri; entre los que destacan los proyectos de reemplazo de rodetes y rehabilitación de estatores en las unidades 1, 2 y 3, así como el equipamiento de control y protección asociado; interconexión del control de las casas de mando del patio Guri A y el patio de 800 kV, el cual se realizó conjuntamente con el proyecto de sustitución de sistemas de protecciones y mediciones de las subestaciones de 400, 230, 34.5, 13.8 y 4.16 kV del patio Guri A y otros proyectos de mejoras y reemplazos de equipos, caracterizados por un deterioro o nivel de obsolescencia y/o que los requerimientos del proyecto de interconexión así lo requería. Posteriormente, se inició un programa de overhaul en las turbinas del resto de las unidades de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.

Paralelamente, a mediados de los años 90's se aprobó el inicio de un proyecto de gran alcance para la rehabilitación de las turbinas de la Casa de Máquinas II de la Planta Guri y se han iniciado proyectos para el acondicionamiento, rehabilitación, sustitución y actualización tecnológica de los equipos mayores de la Planta.

Más recientemente CVG EDELCA, a través de la Dirección de Producción, ha consolidado la gestión de proyectos de mejoras y rehabilitación del equipamiento mayor de producción y transporte de energía, utilizando el concurso de empresas con amplia experiencia en el área, con el objetivo de:

- Mejorar las técnicas de planificación, organización, seguimiento y administración de la rehabilitación de los equipos mayores, vistos como proyectos integrales.

- Mejorar las técnicas de monitoreo, diagnóstico e investigación que conducen a proyectos de mejoras o rehabilitación del equipamiento mayor.
- Evaluar e incorporar metodología y/o equipamiento de vanguardia para las labores de investigación aplicada.

En tal sentido, CVG EDELCA a través de la Dirección de Producción, desarrolla el proyecto para consolidar la modernización del equipamiento mayor de producción y transporte de energía de la Planta Guri, cuyo objetivo fundamental consiste en establecer el estado actual de los sistemas para la determinar las mejoras y los reemplazos de equipos y entrenar los recursos necesarios para consolidar en el mediano plazo una Planta Guri renovada, en los aspectos eléctrico, mecánico, civil, tecnológico y ambiental; a objeto de que siga cumpliendo su rol estratégico y esté adaptada al escenario de competencia y libre acceso previsto en la reestructuración del sector eléctrico.

El alcance general del proyecto incluye estudios, proyectos de mejoras, acondicionamientos, rehabilitaciones, reemplazos y modernización de sistemas y procesos, en aspectos de automatización, sistemas auxiliares críticos, turbinas, generadores, tomas de agua e infraestructura industrial de mantenimiento y residencial; cuya ejecución prevé un escenario de planificación y ejecución continuo y complejo en relación con el impacto en la operación y disponibilidad de la Planta y su propia organización.

Dentro del marco del Proyecto de Modernización de la Planta Guri, se prevé la intervención de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I, cuya evaluación esta siendo desarrollada bajo los fundamentos de la metodología de Gerencia de Proyectos de CVG EDELCA, la cual incluye todos los elementos de análisis para la evaluación del proyecto desde la perspectiva empresarial.

En este proyecto se desarrolló un estudio de factibilidad del proyecto del proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6; a través del cual se analizan diferentes

factores que pueden afectar la realización del proyecto de modernización de estas unidades.

Con el proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6, se busca aumentar la disponibilidad y eficiencia de las Unidades, mejorando los ciclos de mantenimiento para garantizar un nivel óptimo de funcionamiento de las mismas, identificando y estudiando las variables que afectan la generación de energía de estas unidades de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.

III.2. Bases Teóricas

III.2.1. Gerencia de Proyectos

El ámbito de acción de la investigación se enmarca dentro del área de la “Gerencia de Proyectos”, la cual puede definirse de acuerdo a Richard P. Olsen, en su artículo “Can Project Management Be Defined?”, como “...la aplicación de una serie de herramientas y técnicas para dirigir el uso de diversos recursos hacia el cumplimiento de una meta única, compleja, a lograrse una sola vez, dentro de restricciones de tiempo, costo y calidad” (Olsen, Reichard P.).

Otros autores definen la gerencia de proyectos como “...la aplicación sistemática de una serie de conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas para alcanzar o exceder los requerimientos de los stakeholders de un proyecto” (Palacios, Luís Enrique. 2000: 63), donde la tarea de dirección a través del ciclo de vida del proyecto involucra una serie de demandas competitivas cuyo desempeño implica la capacidad del proyecto de operar en función de las expectativas creadas.

III.2.2. Evaluación de Proyectos

Teniendo como establecido que un proyecto es el proceso de búsqueda y hallazgo de una solución inteligente al planteamiento de un problema, con la intención de resolver una de muchas necesidades humanas, es indispensable entender que tal acción debe

tomarse con una base de decisión que justifique la aplicabilidad del proyecto, dado que la limitación de los recursos disponibles obliga a destinarlos conforme a su mejor aprovechamiento.

Tal aplicabilidad o viabilidad del proyecto (económico y/o social) obedece a estimar las ventajas y desventajas de asignar recursos a su realización, asegurando así la mayor productividad de los recursos.

Aplicación específica en el proyecto dentro del área de la gerencia de proyectos, que "...consiste en la determinación de la rentabilidad del proyecto basado en las potenciales estimaciones de las inversiones, costos y beneficios" (Briceño J.& Garrido R, 2004). Constituye el campo de acción del presente proyecto.

Todo proyecto ha de demostrar que es viable económicamente, así como justificar los riesgos de su ejecución, operación y los desembolsos de capital realizados (Ahuja, Hira N. y Michael A. Walsh. 1995: 17 y 18).

El Objetivo de la evaluación de proyectos, es analizar la viabilidad del mismo antes de su realización, a fin de estimar los beneficios técnicos, económicos y sociales que se derivan de la asignación de recursos a una actividad productiva, y constituye un mecanismo fundamental para la toma de decisiones sobre el otorgamiento del crédito.

III.2.3. Estudio de Factibilidad

La principal herramienta de un análisis metódico de proyectos es el estudio de factibilidad, el cual está dirigido a "...determinar la factibilidad social, técnica, económica y financiera del flujo de fondos de la empresa a través de herramientas del área de económica y financiera" (Blanco R, Adolfo. 2003: 133), aplicados a la inversión prevista, y que para el caso particular de la evaluación de proyectos esta aplicado a los flujos de cajas provenientes de las actividades del mismo.

Este estudio según Luís Enrique Palacios (2000), contempla identificar un problema a ser resuelto o una oportunidad de negocio, enmarcada en la visión del proyecto, luego se estudian las fuerzas del mercado a ver el potencial de ingresos, se estudian las variables técnicas para la operación, se analiza la estructura organizativa requerida para operar el proceso y se calculan los resultados financieros del negocio.

Estructuralmente el estudio está subdividido en tres (3) subáreas o tópicos, los cuales son objeto de desarrollo y análisis dentro del proyecto, que requieren de una aplicación sistémica, según se indica a continuación:

- Estudio de mercado: Que tiene como objetivo general “...verificar la posibilidad real de penetración del producto en un mercado determinado para poder medir el riesgo de su colocación y sus posibilidades de éxito” (Blanco R, Adolfo. 2003: 152).

En un sentido más amplio, el estudio de mercado consiste en la “...determinación de la capacidad y perspectivas de generación de ingresos en el período bajo estudio, así como también los riesgos concurrentes a los que se expone el inversionista” (Briceño J.& Garrido R, 2004).

- Estudio técnico: Que persigue la “...determinación de las capacidades instalada y utilizada de la empresa, así como de todos los costos involucrados en el proceso de producción” (Blanco R., Adolfo. 2003: 157), a través del levantamiento de información que permita cuantificar el monto de las inversiones y costos de operaciones pertinentes.
- Estudio económico: Que se realiza una vez “...encuadrado el proyecto dentro sus parámetros de actuación, con el objeto de ordenar y sistematizar la información derivada de las etapas anteriores y elaborar los cuadros que servirán de base para la evaluación de resultados” (Blanco R., Adolfo. 2003: 161).

A través de este estudio se “...determina el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto, el costo de operación y otros costos

asociados que permitan conformar el estado de resultados y el cálculo de los indicadores económicos” (Briceño J.& Garrido R, 2004).

III.2.4. Análisis de Sensibilidad

Para Briceño J. & Garrido R. (2004), profesores de la Universidad Católica Andrés Bello, el análisis de sensibilidad “...consiste en la modificación selectiva de variables a fin de determinar y evaluar su impacto sobre el proyecto. Usualmente es llamado “What If” análisis” (Briceño J.& Garrido R, 2004).

Este análisis puede ser:

a. Unidimensional:

Donde la sensibilidad se aplica sobre una variable a la vez. Ejemplo: Diagrama araña o diagrama tornado.

b. Multidimensional:

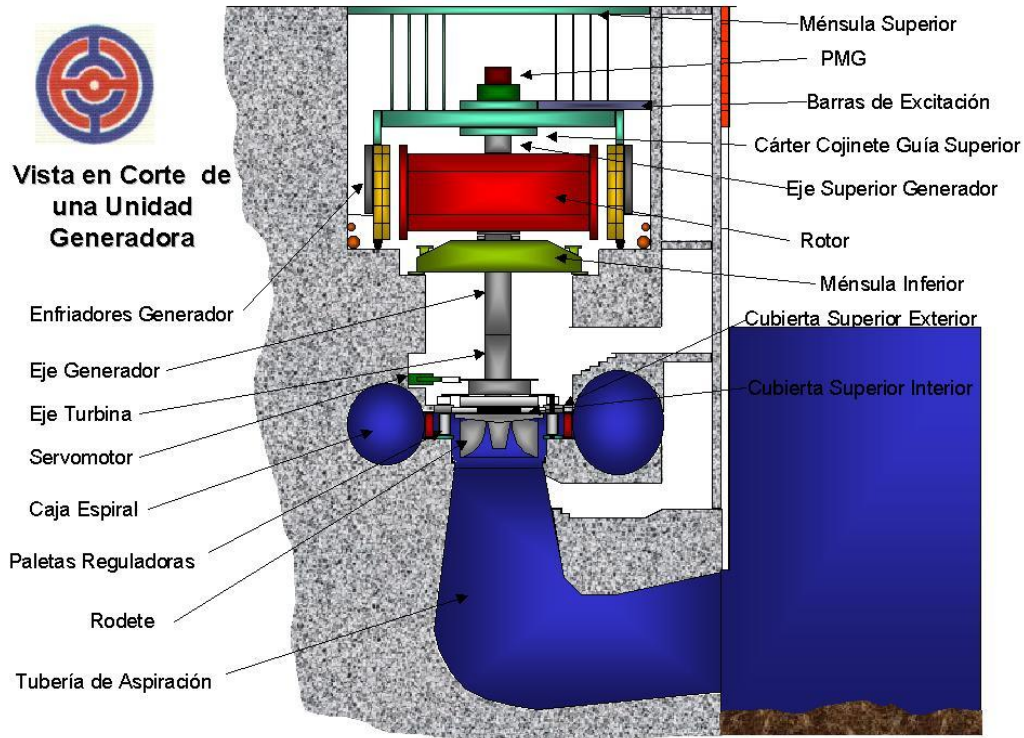
Donde la sensibilidad se aplica sobre variables simultáneamente. Ejemplo: Simulación de Montecarlo.

III.3. Marco Conceptual

III.3.1. Unidad de Generación

Es un equipo electromecánico donde se transforma la energía hídrica en energía mecánica y posteriormente en eléctrica.

Figura 2: Corte Transversal de Unidad Generadora



III.3.2. Compuerta de toma

Las Compuertas de Toma representan la seguridad de la unidad generadora en condiciones normales de trabajo o en caso de emergencia, pues ante cualquier falla que implique el paro total de la unidad, la compuerta cae por su propio peso, impidiendo la entrada de agua a la tubería forzada.

III.3.3. Tubería forzada

Su función es conducir el flujo de agua, desde la boca de la compuerta de toma, hasta la caja espiral. El llenado de las tuberías está sincronizado con la apertura de las compuertas de toma. Esta tubería está compuesta de planchas de acero forjado de alta resistencia.

III.3.4. Tubería de descarga

Constituye el canal de desagüe de la turbina y facilita la salida del agua hacia el río, nuevamente. Esta tubería, llamada también tubería de aspiración, tiene forma troncocónica y la sección del tubo crece en la dirección del flujo con el fin de crear una depresión o aspiración a la salida del rodete y recuperar así la energía cinética que tiene el agua a la salida del mismo.

III.3.5. Turbina

Su función es la de convertir la energía hidráulica en energía mecánica. Las turbinas usadas en la Planta Guri, son de eje vertical, tipo Francis y de un solo rodete; giran en sentido horario (vistas desde arriba).

III.3.6. Eje principal

Este es el miembro que transmite la fuerza desarrollada por el rodete al rotor del generador. Está constituido de acero forjado, con un diámetro entre 1132 mm y 1372 mm, para las 10 unidades de Casa Máquinas I y 2750 mm de diámetro para las 10 unidades de Casa Máquinas II.

Entre las características técnicas de las turbinas usadas en la Planta Guri, se puede mencionar las siguientes:

- Velocidad de operación desde 112,5 rpm hasta 128,6 rpm.
- Capacidad nominal desde 180 Mw hasta 610 Mw.

III.3.7. Generador

Transforma la energía mecánica suministrada en energía eléctrica, a través de una conversión electromagnética. En la central hidroeléctrica Guri utilizan generadores tipo

Paragua. Este equipo se encuentra encerrado en un alojamiento de hormigón y sus componentes principales son los siguientes:

III.3.8. El Rotor

Es un cilindro de aproximadamente unos 15 m de diámetro; que consta de varios polos salientes y su estructura se forma a partir de una especie de araña fabricada en acero. Las piezas polares del rotor están conformadas con láminas y placas terminales de acero.

III.3.9. El Estator

Representa el equipo en el cual se encuentra el devanado donde se induce la tensión y se genera la energía eléctrica. Las características técnicas de los generadores usados en la Planta Guri, son las que se enuncian a continuación:

- Capacidad nominal: Desde 185 MVA, hasta 360 MVA.
- Voltaje nominal: 18000 V.
- Frecuencia: 60 Hz.
- Numero de fases: tres (03).
- Factor de potencia: Desde 0,90, hasta 0,975.

III.3.10. Transformador de potencia

Este equipo es el encargado de elevar la tensión y disminuir la corriente que sale del estator del generador, manteniendo su potencia de salida, con el fin de poder transmitir la energía eléctrica por las líneas del tendido eléctrico, con la menor pérdida posible.

Las características técnicas de los transformadores usados en la Planta Guri son:

- Voltaje nominal: Existen de 230 kV, 400 kV y 765 kV.
- Capacidad nominal: Desde 203,5 MVA, hasta 420 MVA.

III.3.11. Equipos y tableros de control

III.3.11.1. U.C.S.

Las siglas UCS corresponden a las palabras UNIT CONTROL SWITCHBOARD. Este equipo es de vital importancia en el sistema, dado que es aquí en donde convergen las señales eléctricas de los diversos equipos que conforman la unidad generadora, tales como excitatriz, transformador, generador, turbina, gobernador, pupitre de mando y otros equipos, necesarios para el funcionamiento de la máquina.

Durante la puesta en servicio de la Unidad, el operador tiene información del estado o posición de sus equipos en el UCS, y de acuerdo a esta información, se toman decisiones para ejercer el debido control en ella.

En consecuencia, se puede decir que el UCS se usa para el control, monitoreo, medida, registro, anunciación y protección de la unidad generadora, así como también, en las distintas maniobras de arranque y parada de la máquina.

III.3.11.2. Excitatriz

Es una fuente de voltaje DC variable de alta potencia, que se emplea para generar la corriente de excitación, es decir, la corriente de campo en el rotor, para poder inducir la tensión requerida en los arrollados del estator, con el rotor en movimiento. El voltaje variable se obtiene por medio del control de fase con un rectificador trifásico basado en tiristores. Entonces, la excitatriz es fundamental para controlar el voltaje de salida del generador.

Es de hacer notar que los generadores usados en la Planta Guri, son autoexcitadas. Esto significa en otros términos, que de los terminales de salida del generador se realimenta el voltaje que se inyecta al voltaje de campo, para así originar la corriente de campo. Es por ello que durante el proceso de arranque del generador, se cuenta con una fuente auxiliar para generar la corriente de campo inicial, y de este modo, obtener un voltaje de salida del generador. Estas fuentes son denominadas fuentes de centelleo.

III.3.11.3. Gobernador

El gobernador se encarga de controlar la velocidad de la turbina, mediante el ajuste de las paletas móviles, las cuales dejan pasar una mayor o menor cantidad de agua hacia la turbina, mediante una señal de velocidad. Con el control de la velocidad, el gobernador ajusta continuamente la frecuencia de generación, la cual debe ser lo más próxima a 60 Hz.

Este gobernador esta formado por un cubículo actuador y un cubículo regulador. En el cubículo actuador se encuentran todos los componentes mecánicos, como lo son, los servomotores, los cuales se encargan de abrir o cerrar las paletas móviles para así controlar la velocidad de la turbina. En el cubículo regulador se encuentran los componentes eléctricos, encargados de detectar las variaciones en la velocidad, para tratar de ajustarla mediante señales que se envían al cubículo actuador.

III.3.11.4. Unidad Terminal Remota (RTU)

Este es el equipo encargado de recoger toda la información de todos los puntos y equipos asociados a la Unidad, mediante un sistema de adquisición de datos (SCADA). Dicha información es acondicionada para poder llevarla al computador central, en la sala de control. Entre las entradas que tiene esta Unidad, se encuentran las siguientes:

- Entradas de estados.

- Entradas de alarmas.
- Entradas analógicas.
- Entradas en BCD.
- Entradas de impulsos; entre otras.

Además del intercambio de información con el computador central, las unidades terminales remotas son capaces de realizar las siguientes funciones:

- Control automático de secuencia de arranque y parada de la máquina.
- Control de generación de megavatios y mega vares para cada unidad generadora; entre otras.

III.3.11.5. GNPC

Es en este equipo en donde llegan las líneas o barras del estator del generador, a una tensión de 18000 Voltios, para luego pasarlas a los transformadores de potencias. Así mismo, es en este equipo en donde se toman todos los parámetros de la energía generada, como: tensión, corriente, ángulo de fase y secuencia, para ser llevados a la sala de control y a los UCS.

III.3.11.6. Sincronizador Automático

La sincronización es el proceso mediante el cual dos sistemas se conectan, después de cumplir con una serie de requisitos. En este caso, la sincronización implica conectar una unidad generadora al resto del sistema de potencia o barras en donde se encuentran funcionando varias unidades más. En este sentido, el sincronizador automático se encarga de hacer este proceso de una manera segura, eficiente y automática.

Los requisitos para sincronizar a una de estas unidades son los siguientes:

- Secuencia de fases correctas.
- El voltaje de la máquina debe ser aproximadamente igual al voltaje del sistema.
- La frecuencia de la máquina debe ser ligeramente superior a la frecuencia del sistema.

III.3.11.7. Equipo Control de Tonos (CTE)

Debido a la distancia que existe entre el Patio de Distribución y las Casas de Máquinas, se determinó que para que exista una comunicación entre estos dos sitios, a una alta velocidad, se debe utilizar un sistema de microondas para tal fin; esto es lo que hace el CTE. El equipo de control de tonos es el encargado de realizar la transmisión de indicación, control y pulsos de subir o bajar la velocidad o la tensión de las unidades generadoras de Casas de Máquinas I y II, en comunicación con el Patio de Distribución.

El envío de señales se realiza por medio de canales en donde las frecuencias centrales utilizadas para enviar la información, desde Patio de Distribución hacia la Casa de Máquina, son: 720 Hz, 960 HZ, 1200 Hz, 1440 Hz, 1680 Hz, 1920 Hz, 2400 Hz. Para el envío de señales desde Casa de Máquina hasta el Patio de Distribución, son: 720 Hz, 960 Hz, 1200 Hz.

III.3.11.8. Equipo de Disparo Transferido

Al igual que en el CTE, y en virtud de que el interruptor de potencia de la línea del generador se encuentra instalado en el Patio de Distribución, se requiere de la presencia de un equipo que permita la comunicación rápida entre la Casa de Máquina y el Patio de Distribución, en caso de alguna falla, para tal efecto, el TTP se encarga de transmitir las señales de disparo, por actuación de protecciones, desde la Casa de

Máquina al Patio de Distribución y viceversa, abriendo así, el interruptor de potencia de la unidad y originando un paro parcial o total, dependiendo de las protecciones que actúen. Existen dos canales de transmisión y recepción operando simultáneamente, y otros dos canales de respaldo.

III.3.12. Sistema Contra Incendios

Este es un sistema de extinción de fuego, basado en CO₂, el cual elimina el oxígeno en el área afectada por las llamas. Se utiliza para proteger a cada unidad generadora.

III.3.13. Mantenimiento

Se define por mantenimiento a toda clase de actividad realizada sobre un equipo, con el fin de retenerlo, reemplazarlo o regresarlo a condiciones de funcionamiento aceptables. Cualquier tipo de acción de mantenimiento sobre los equipos induce a aumentar el tiempo de vida de éstos.

III.3.13.1. Mantenimiento Preventivo

Consiste en un conjunto de acciones con el fin de conservar las condiciones de operación a niveles de efectividad establecidos. Puede ser denominado como Mantenimiento Programado, por que se realiza a intervalos de tiempo preestablecidos y se encarga de:

- El servicio regular prestado a los equipos que operan normalmente, tales como lubricación, alineación, ajuste, suministros de combustible, limpieza, etc.
- El reemplazo o reparación de los equipos que hayan alcanzado su período de desgaste.

Tiempo de mantenimiento preventivo:

- Tiempo de inspección: Consiste en hacer pruebas, y ver el estado físico de los materiales que componen el sistema.
- Tiempo de servicio: Es aquel que se consume al realizarle una acción a los equipos tal como: lubricación, limpieza, calibración, cambio o reemplazo de parte dañada o reparación (soldadura, ajuste, etc.).
- Tiempo de administración: Consiste en el tiempo transcurrido en llenar la requisición del repuesto, buscarlo y traerlo al almacén.
- Tiempo de demora: Ocurre a menudo cuando se va a realizar la labor de mantenimiento, y no se tiene el personal disponible o no se consiguen los repuestos o cualquier otra demora.

III.3.13.2. Mantenimiento Predictivo

Son aquellas acciones de mantenimiento programadas de acuerdo a las evaluaciones de la condición de operación de los equipos, cuyo seguimiento se realiza por medio de la utilización de instrumentos especiales y su ejecución de manera de no afectar la producción de forma imprevista.

III.3.13.3. Mantenimiento Correctivo

Se define de la siguiente manera: Cuando el equipo ha fallado, es reparado o reemplazado por uno igual; esto con la finalidad de regresarlo a su condición de operación, también recibe el nombre de No Programado, ya que las fallas ocurren de una manera aleatoria, durante el periodo de vida.

Para realizar una labor de mantenimiento correctivo, se siguen los pasos dados a continuación:

- Preparación.

- Localización de la falla.
- Obtención de repuestos.
- Corrección de la falla.
- Ajuste y calibración.
- Revisión.
- Limpieza.

Los tiempos de mantenimiento correctivo se encuentran comprendido en los siguientes:

- Tiempo de preparación: Este tiempo es el consumido por el personal en notificar la falla a los servicios y a otros departamentos de la falla del sistema.
- Tiempo de localización: Es el tiempo transcurrido en encontrar la falla, en qué parte del sistema está, qué tipo de falla es y los daños ocasionados.
- Tiempo de obtención de repuestos: Al localizar las fallas, dependiendo de los daños que tiene la parte afectada, se repara, se reemplaza o inspecciona. Si se reemplaza, se tiene que buscar el repuesto en almacén. El tiempo desde que se decide reemplazar hasta que se trae el repuesto, es el tiempo de obtención de repuesto.
- Tiempo de corrección de fallas: Si la falla se corrige con una reparación, el tiempo de corrección de falla es el de reparación. Si se reemplaza, el tiempo de corrección de fallas es el tiempo tardando en reemplazarla.
- Tiempo de ajuste y calibración: Consiste en el tiempo transcurrido en ajustar y calibrar la parte dañada, hasta obtener la adecuada.

- Tiempo de revisión: Son pruebas y revisiones hechas en la parte reparada o reemplazada.
- Tiempo de limpieza: Transcurre desde que termina de revisar y se comprueba su estado, hasta terminar con la limpieza del equipo.

III.3.13.4. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

El mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC), es la metodología para determinar los requerimientos de mantenimiento de cualquier sistema y/o equipo dentro de su contexto operacional. Una definición más amplia pudiera ser: Es una técnica basada en análisis funcional, organizado, lógico y documentado, para construir o modificar un plan de mantenimiento.

Toda acción de mantenimiento puede ser dividida en:

- Inspección: Considera todas las pruebas y análisis que se hacen al sistema, con el objeto de comprobar su comportamiento, determinándose cuales de los componentes debe someterse a una acción preventiva.
- Servicio: Considera la ejecución de las acciones preventivas sobre el sistema.

III.3.13.5. Planificación del Mantenimiento

El establecimiento de un programa de mantenimiento controlado y bien llevado, trae una serie de ventajas por lo más deseables, como lo son: El aumento de la vida útil de los equipos, el incremento de la seguridad de operación y una mayor confiabilidad de servicio por parte de los equipos; todo lo cual nos lleva a la tan buscada reducción de los costos totales de producción.

“Un buen servicio de conservación de instalaciones y equipos busca reducir al mínimo las suspensiones del trabajo, al mismo tiempo que hacer más eficaz el empleo de

dichos elementos y de los recursos humanos, a efecto de conseguir los mejores resultados con el menor costo posible”, E.T Newbrough, 1990.

III.3.13.6. Planeación del Mantenimiento

Para E. T Newbrough, 1990, es de suma importancia establecer que son tres las áreas básicas de planeación para el mantenimiento. La primera de ellas abarca la planeación a largo plazo, los planes a corto plazo que integran la segunda área y la tercera comprende planes inmediatos de la función de mantenimiento.

III.3.13.7. Plan de Mantenimiento

Es un procedimiento tanto diario como semanal y anual. La programación es el establecimiento de un plan de tiempos, basados en el programa u otros documentos de diseño de la instalación, para las conclusiones ordenadas de las actividades de diseño y construcción.

III.3.13.8. Indicadores de Mantenimiento

Son factores cuantificables que permiten evaluar la condición operativa de los equipos y la capacidad de la organización para garantizarla. Estos son:

- Confiabilidad (Rt): Es la probabilidad de que no se presenten fallas durante un determinado periodo de operación de los equipos y sistemas funcionando bajo condiciones de diseño. La confiabilidad disminuirá con el proceso de desgaste del equipo y este a su vez, dependerá de la efectividad del mantenimiento.
- Mantenibilidad: Es la probabilidad de restablecer un equipo a su condición de funcionamiento normal en un período de tiempo dado, después de haber ocurrido una falla.
- Disponibilidad: Es la probabilidad de que un equipo está disponible para su uso en un momento determinado.

- Tiempo Medio Entre Fallas: Es la relación entre el producto del número de ítems por sus tiempos de operación y el número total de fallas detectadas en esos ítems, en el periodo observado.

III.3.14. Costos

El costo, en las empresas manufactureras y en las de prestación de servicios, se define como las erogaciones y causaciones, efectuadas en el área de producción, necesarias para producir un artículo o prestar un servicio.

En las empresas de compraventa, el costo se define como la erogación o desembolso de dinero, o la obligación de incurrir en ellos, para adquirir mercancías objeto de la venta.

De acuerdo con lo anterior, en las empresas manufactureras o en las de prestación de un servicio, las erogaciones y causaciones efectuadas en cada una de las divisiones se denominan así:

En producción, se denominan costos; en administración, se le denominan gastos y en ventas, se le denominan gastos.

III.3.14.1. Costos Predeterminados

Se determinan con anticipación a la fabricación, es decir, previos al período de costos.

Los dos tipos de costos predeterminados son:

- Costo Estándar: Determinan de una manera técnica el costo unitario de un producto, basados en eficientes métodos y sistemas, y en función de un volumen dado de actividad. Son costos científicamente predeterminados que sirven de base para medir la actuación real.

- Costos estimados: Representan únicamente una tentativa en la anticipación de los costos reales y están sujetos a rectificaciones a medida que se comparan con los mismos. Este sistema consiste en:
 1. Predeterminar los costos unitarios de la producción estimando el valor de la materia prima directa, la mano de obra directa y los cargos indirectos que se consideran se deben obtener en el futuro.
 2. Comparando posteriormente los costos estimados con los reales y ajustando las variaciones correspondientes.
 3. Constituyen un sistema de costos predeterminados tomando en consideración la experiencia de ejercicios anteriores.

Indica lo que puede costar producir un artículo, motivo por el cual dicho costo se ajustará al costo histórico o real.

De la comparación resulta discrepancias entre lo estimado y lo real conocidas con el nombre de variaciones, mismas que serán una llamada de atención que obliga a estudiar él porque de la diferencia.

III.3.14.2. Costos Variables o Directos

Son aquellos que tienden a fluctuar en proporción al volumen total de la producción, de venta de artículos o la prestación de un servicio, se incurren debido a la actividad de la empresa.

Son aquellos cuya magnitud fluctúa en razón directa o casi directamente proporcional a los cambios registrados en los volúmenes de producción o venta, por ejemplo: la materia prima directa, la mano de obra directa cuando se paga destajo, impuestos sobre ingresos y las comisiones sobre ventas.

Características de los costos variables o directos:

- No existe costo variable si no hay producción de artículos o servicios.
- La cantidad de costo variable tenderá a ser proporcional a la cantidad de producción.
- El costo variable no está en función del tiempo. El simple transcurso del tiempo no significa que se incurra en un costo variable.

III.3.14.3. Costos Fijos o Periódicos

Son aquellos que en su magnitud permanecen constantes o casi constantes, independientemente de las fluctuaciones en los volúmenes de producción y/o venta.

Resultan constantes dentro de un margen determinado de volúmenes de producción o venta. Ejemplos: Depreciaciones (método en línea recta), primas de seguros sobre las propiedades, rentas de locales, honorarios por servicios, etc.

Características de los costos fijos:

- Tienden a permanecer igual en total dentro de ciertos márgenes de capacidad, sin que importe el volumen de producción lograda de artículos o servicios.
- Están en función del tiempo.
- La cantidad de un costo fijo no cambia básicamente sin un cambio significativo y permanente en la potencia de la empresa, ya sea para producir artículos o para prestar servicios.
- Estos costos son necesarios para mantener la estructura de la empresa.

III.3.14.4. Costos Semivariables

Son aquellos que tienen una raíz fija y un elemento variable, sufren modificaciones bruscas al ocurrir determinados cambios en el volumen de producción o venta. Como ejemplo de estos: Materiales indirectos, supervisión, agua, fuerza eléctrica, etc.

Estimación de costos

La estimación de costos en todas las etapas del proyecto de la construcción es de primordial importancia para un buen control administrativo. Las estimaciones exactas y pertinentes reducen el desperdicio administrativo proporcionando una revisión constante de la viabilidad económica y de la lucratividad de una empresa. De esta manera se puede evitar realizar un esfuerzo en un proyecto que finalmente será “archivado” en una fase posterior del diseño o de la propuesta debido a que no tiene viabilidad económica. La estimación, o estimado proporciona la base para todos los pronósticos económicos y financieros, así como para los presupuestos y el control.

Los métodos de estimación varían dependiendo del grado de exactitud que se espera y de la etapa del desarrollo de la documentación a partir de la cual se prepara la estimación, los métodos que se emplean se rigen de acuerdo al propósito, la etapa del diseño o construcción en la cual se produce el mismo y a quién se le dará el costo evaluado.

Los propósitos de las estimaciones se clasifican en general en tres formas:

1. Estimaciones utilizadas para la planeación y pronóstico con el objeto de que ayuden en las evaluaciones económicas y financieras de la inversión.
2. Estimaciones de control que se hacen durante el diseño para asegurarse de que las evaluaciones económicas siguen siendo válidas conforme progresa el diseño.
3. Estimaciones para la propuesta, que reflejan el costo que tiene para un constructor realizar el diseño terminado, permitiéndole de esta manera preparar una oferta para su presentación al cliente.

Para satisfacer las necesidades de las clasificaciones anteriores hay cuatro tipos de estimaciones:

1. Estimación de planeación, que se utiliza en la primera clasificación.
2. Estimaciones preliminares de ingeniería, que se usan en la segunda clasificación.
3. Estimaciones detalladas de ingeniería, usados en la segunda clasificación.
4. Estimaciones en la fase de construcción, que se emplean en la tercera clasificación.

III.3.15. Estimación Durante la Planificación

En la fase de planificación del proceso de diseño hay poco material cuantitativo tangible para crear una estimación. De ordinario solo se tiene algo más que un breve diseño con los requerimientos de espacio o capacidad. Por consiguiente, la planeación de las estimaciones normalmente se basa en costos de un solo parámetro. Estos costos de un solo parámetro se establecen a partir de datos sobre los costos históricos de proyectos anteriores de naturaleza semejante, analizados cuidadosamente para llegar a un costo base de la instalación. Este costo base de la instalación de un solo parámetro es el que forma el fundamento de la planeación de la estimación. Cuando se analizan los costos históricos resulta importante identificarlos cuidadosamente y atribuirles las funciones apropiadas. Los componentes hechos a la medida y las especialidades para los proyectos individuales deben excluirse de un análisis base de la instalación. Es importante utilizar los costos históricos de proyectos equivalentes recientes, en vez de basarse en su totalidad en los costos promedios publicados. Sin embargo, estos últimos se pueden utilizar para verificar o complementar los datos actuales.

III.3.15.1. Estimación Preliminar de Ingeniería

Una vez tomada la decisión de pasar de la fase de planeación a la de diseño, se

requiere elaborar una estimación más detallada. Se preparan planos preliminares y esbozos de las especificaciones en una forma que puede ser esquemática. Luego se calcula la estimación preliminar de ingeniería basándose en el análisis cuantitativo de los sistemas diseñados. Cualquier forma de estimación cuantitativa tiene tres constituyentes esenciales: El proyecto que se estimará, las unidades (o sistema) que se considerarán y la forma como se expresará el resultado.

III.3.15.2. Estimación Detallada en Ingeniería

No hay sustituto para las estimaciones que se hacen basándose en los diseños y especificaciones detallados de ingeniería. Un análisis cuantitativo de tales documentos junto con las tasa unitarias actuales obtenidas de las publicaciones de la industria actualizadas, producirá una estimación más exactas que las estimaciones de planeación o de diseño preliminar. Una estimación tal debe tener una exactitud dentro del $\pm 5 \%$.

Resulta deseable formular el diseño detallado dentro de la disciplina en una forma ya establecida para la estimación del sistema. Esta práctica facilitará la función de la administración de costos en lo que respecta a supervisar el desarrollo del diseño mediante la comparación directa de la evolución de los niveles de las estimaciones. La estimación detallada de la ingeniería está formada por estimaciones componentes, en las que las partes componentes son los conceptos detallados de un sistema de construcción.

Cuando se diseñan y especifican estos componentes, se les puede cuantificar con exactitud mediante la cantidad necesaria medida de cantidad. La cantidad necesaria medida debe documentarse dentro de un marco de trabajo uniforme, identificando los componentes principales y las partes componentes. De nuevo, mientras más bajo esté el nivel de identificación, medición y fijación de precios, más exacta será la estimación resultante.

Los documentos requeridos para este nivel de estimación son los planos detallados del

diseño, los detalles normales, planos del taller y especificaciones detalladas. Las cantidades particulares junto con los insumos totalmente descritos de mano de obra y de materiales permitirán que se fije el costo de los componentes con precisión. La fijación del precio de los componentes se lleva a cabo de una forma semejante a las técnicas preliminares de la estimación de ingeniería, con la confianza aumentada de que se tienen disponibles datos de diseño más precisos.

III.3.15.3. Estimación en la Fase de Construcción

Esta estimación se lleva a cabo por el contratista que concursa en un proyecto. En esta etapa deben estar disponibles para el estimador los planos y las especificaciones detalladas, junto con un programa cronológico de la construcción para establecer la duración de la obra. Debe llevarse a cabo una inspección extensa del lugar para asegurarse de las implicaciones en términos de costo de cualesquiera condiciones únicas del mismo. Habrá de consultarse a fondo a todo el personal clave que sea responsable de ejecutar el trabajo. Se documentará una estrategia previamente planeada para llevar a cabo el proyecto y a partir de esto se debe hacer un análisis completo de los recursos requeridos. El estimador o evaluador debe tener una buena comunicación con los proveedores y los subcontratistas.

III.3.16. Reemplazo

El término reemplazo es tan amplio que casi todo el campo de la ingeniería le corresponde. Este término se utiliza con las implicaciones más amplias por ejemplo, reemplazo no significa que se duplique el equipo al final de su vida; tampoco implica una sustitución igual por igual, no es necesario ningún parecido entre el equipo actual y el que lo reemplaza. El reemplazo en este sentido tiene lugar incluso si un proceso manual es superado por una máquina o si un grupo de Máquinas es desplazado por una máquina grande.

Esto puede entenderse mejor, si se observa que reemplazo es sinónimo de desplazamiento. Así pues, reemplazo significa que el proceso utilizado en la actualidad

será desplazado por otro más económico y confiable. Desde este punto de vista, se puede reemplazar una política financiera, una operación empresarial integral, una fabrica, un proceso de fabricación, una máquina u operación manual, por otro que lo sustituya mejor.

Al tomar en consideración el reemplazo, debe observarse que una proposición de hacer algo, como la de fabricar un producto, puede reemplazar una política o practica existente de no fabricarlo. En cada situación puede haber muchas alternativas, pero una de ellas siempre será la de no hacer nada, la de mantener el estado de las cosas. La pregunta sobre si se debe reemplazar una política de no hacer nada con otra positiva, estará detrás de todas las comparaciones. Incluso una comparación de dos Máquinas, aunque en sí no constituye un problema de reemplazo, existe sólo debido a una decisión anterior de reemplazar lo existente con una proposición de aumento de ingresos que requiere una de esas nuevas Máquinas. Por lo tanto, todo el problema de inversión en equipo es también un problema de reemplazo o, cuando menos, parte de una situación más amplia de reemplazo.

En el contexto de los sistemas de potencia, el término reemplazo se refiere a todo lo relacionado con el reequipamiento, sustitución y mejoramiento de todos los componentes de la subestación como elementos principales del sistema, por lo que la evaluación de los niveles de sustitubilidad de los equipos de las subestaciones es un factor importante en el desempeño de la industria eléctrica con miras a la calidad en el servicio prestado.

Al referirse al reemplazo se suele evaluar en primer lugar las piezas y equipos críticos del sistema, a fin de examinar los niveles de intercambiabilidad de cada uno de ellos. En un segundo plano y con base al estudio preliminar se evaluará el reemplazo de la subestación como un todo. Claro está, que esta evaluación requiere un estudio profundo con base en muchos factores principalmente de tipo técnico y económico, que permitan adoptar una posición ante el problema que sugiere la toma de decisiones de reemplazo.

El reemplazo de equipos involucra en sí mismo la posibilidad de modernización de los sistemas existentes. Así, reemplazo y modernización, desde un punto de vista técnico van a la par, dado que no se concibe la modernización del sistema o equipo a reemplazar, mientras que en otros casos, la modernización en sí puede ser la causa de un proyecto de reemplazo.

III.3.16.1. Importancia del reemplazo de equipos para empresas de producción

Debido al clima de creciente competencia entre las empresas industriales de un mismo ramo, la política que estas sigan respecto al reemplazo de equipos puede tener gran influencia sobre el éxito o fracaso de la misma. El reemplazo prematuro o inadecuado de equipo absorbe indebidamente capital necesario para otras aplicaciones más productivas; mientras que la falta de decisión para reemplazar oportunamente un equipo deteriorado u obsoleto puede elevar considerablemente los costos de producción y operación, e incapacitar a la empresa para afrontar la competencia.

Este último tipo de error mencionado es el más frecuente, ya que existe en las empresas propensión a dejarse vencer por la inercia, posponiendo las decisiones de cambios necesarias. En particular, la idea de desechar un equipo en buenas condiciones, para reemplazarlo por otro supuestamente más operativo y económico, va en contra de la tolerancia de conservar los bienes adquiridos y del apego que la mayoría de las personas siente por sus pertenencias. Además las decisiones de reemplazo crean compromisos que pueden durar varios años mientras que la decisión de conservar el equipo existente puede revisarse y cambiarse en cualquier tiempo.

Las decisiones de reemplazo serán relativamente sencillas si el futuro pudiera proveerse con certeza. Por desgracia, los costos futuros y desarrollos tecnológicos son difíciles de prever, lo cual dificulta la determinación del flujo de efectivo asociado a cada una de las alternativas relevantes. La incertidumbre implica un riesgo que es menester afrontar.

III.3.16.2. Causas del reemplazo

Hay que reconocer que no todos los equipos existentes que han sido reemplazados para obtener un servicio dado se descartan físicamente o incluso son vendidos. Con frecuencia se adquieren equipos nuevos para sustituir equipos existentes, sin retirar estos sino meramente usándolos para otra cosa, la mayoría de las veces para algo inferior como por ejemplo algún servicio de emergencia.

La necesidad o conveniencia de reemplazar un equipo puede deberse al deterioro físico del mismo a cambios de necesidades que lo hagan inadecuado, o a adelantos tecnológicos incorporados a nuevos modelos frente a los cuales el equipo existente resulte en desventaja.

A un equipo se le realiza mantenimiento preventivo, si se desea disminuir su razón de falla a valores cercanos a los obtenidos durante su vida útil, lo cual se logra recuperando o reemplazando el equipo. Como se desea que el equipo este fuera de servicio el menor tiempo posible, generalmente se reemplaza el equipo por otro igual, pudiéndose reparar o desechar posteriormente el equipo reemplazado, según sea la política de la empresa.

Por ese motivo, sólo se suele hablar de políticas de mantenimiento preventivo que consideran el reemplazo de equipos, con el fin de determinar los momentos óptimos de ejecución de dicha acción preventiva.

III.4. Consideraciones Éticas

De acuerdo al código de ética de los miembros del PMI (Project Management Institute), los profesionales dedicados a la Gerencia del Proyecto se comprometen a:

- Mantener altos estándares de una conducta íntegra y profesional.
- Aceptar las responsabilidades de sus acciones.

- Buscar continuamente mejorar sus capacidades profesionales.
- Practicar la justicia y honestidad.
- Alentar a otros profesionales a actuar de una manera ética y profesional.

III.4.1. Comportamiento Profesional

Durante el desarrollo de las labores correspondientes a las actividades del presente proyecto, los profesionales participantes estuvieron comprometidos a:

- Revelar completa y oportunamente cualquier conflicto profesional.
- Abstenerse de ofrecer o aceptar pagos, compensaciones o beneficios tangibles, los cuales no están en conformidad con las leyes aplicables y puedan proveer una ventaja injusta para sus negocios o los que ellos representan.
- Respetar y proteger apropiadamente los derechos intelectuales de otros; revelar y reconocer apropiadamente las contribuciones profesionales, intelectuales y de investigación de otros.
- Procurar mejorar sus capacidades, habilidades y conocimientos profesionales, y dar a conocer sus calificaciones profesionales de forma sincera y certera.

III.4.2. Relación con Clientes y Empleados

Dentro de las estrategias adoptadas para la organización del proyecto de modernización de la Planta Guri, se ha dispuesto como estrategia absorber personal de diferentes Unidades de la empresa con el fin de conformar el equipo base de proyecto de acuerdo a los requerimientos y necesidades detectadas. De esta manera y según las destrezas, experiencia, habilidades requeridas y disponibilidad de los

recursos, se adoptó una estructura de proyectos basada en una gerencia general y cuatro coordinaciones para la ejecución de los trabajos previstos.

El equipo multidisciplinario del proyecto está conformado por ingenieros, expertos constructores y de mejoras, especialistas en supervisión y control, los cuales investigan y proporcionan los datos necesarios para evaluar e incorporar las acciones en la planificación del proyecto. Los miembros del equipo de proyecto incluyen representantes de firmas consultoras de gran experiencia como son Harza e Hydro Quebec International Inc. y algunos otros consultores, así como de las Divisiones Ingeniería de Mejoras de Generación, Consolidación y Mantenimiento de Obras Civiles y Planta Gurí, quienes facilitan la supervisión y desarrollo de estas evaluaciones.

No obstante los beneficios del proyecto no se limitan solo al aspecto netamente técnico, sino también que se incluye el aspecto de los procesos y el entorno de trabajo, ya que esta experiencia constituye una oportunidad para la formación del personal que en el futuro deberá atender las labores de operación y mantenimiento de la Planta. Al respecto, por ejemplo, CVG EDELCA contrató a la empresa Hydro Quebec International Inc., para trabajar conjuntamente con personal de las unidades de investigación, pruebas y mantenimiento de las plantas, a objeto de obtener la transferencia de conocimientos y experticias que permitirán en el futuro una mayor independencia tecnológica.

Adicionalmente la ejecución del Proyecto impone nuevos retos para la organización, por ser este uno de los proyectos pilotos para en la aplicación de la nueva metodología de Gerencia de Proyectos, la cual rompe con los esquemas impuestos en la organización para el desarrollo de proyectos e introduce nuevos elementos que requieren cambios en la misma para adaptarla a tal fin.

No obstante, los beneficios esperados impactarán positivamente la operación de la Planta y calidad del servicio prestado por CVG EDELCA a sus clientes en general.

III.4.3. Relación con la Ciudadanía y la Comunidad

La modernización de las unidades generadoras 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I podría generar ahorros potenciales que pudiesen alcanzarse por la mejora esperada en la disponibilidad de acuerdo a los objetivos planteados dentro del plan de modernización de la planta, así como con el eventual incremento de la eficiencia o de la capacidad generadora de las mismas, lo cual se traduce en potenciales ahorros energéticos del combustible fósil empleado en la generación termoeléctrica e incrementos de los ingresos por un aumento de su eficiencia o capacidad de generación, reducción de las pérdidas de energía y mejor aprovechamiento del recurso hídrico.

La ejecución del proyecto de modernización de estas unidades de la Planta Guri brindará oportunidades de empleos durante la ejecución de los trabajos de rehabilitación previstos, que contribuirá al desarrollo de la región Guayana, a través de la generación de de aproximadamente 150 trabajadores en los inicios de la Obra y 350 personas en el pico de la misma.

CAPITULO IV:

MARCO ORGANIZACIONAL

IV.1. Antecedentes de CVG EDELCA

La empresa CVG Electrificación del Caroní C.A. (CVG EDELCA) fue constituida formalmente el 23 de julio de 1963, de acuerdo con el artículo 31 del Estatuto Orgánico de la Corporación Venezolana de Guayana (CVG), con el objetivo de lograr el potencial desarrollo hidroeléctrico del río Caroní.

Previamente, en el año 1953 se integró un grupo de ingenieros que conformaron la Comisión de Estudios para la Electrificación del río Caroní, embrión de la futura filial, que funcionó adscrita al Ministerio de fomento, luego formó parte de la Corporación Venezolana de Fomento y de la CVG. Esta última la asignó a la División de Operaciones de Centrales Hidroeléctricas y a la División de Construcción de Centrales Hidroeléctricas.

El aprovechamiento hidroeléctrico del río Caroní está vinculado con el posterior surgimiento de Ciudad Guayana y el desarrollo industrial de sectores como el hierro, el acero y el aluminio, además de la creación de las empresas asociadas a su respectiva transformación en materia primas y productos terminados.

IV.2. Realidad actual

CVG EDELCA opera las Centrales Hidroeléctricas “Simón Bolívar” (Guri) con una capacidad instalada de 10.000 Megavatios, considerada la segunda en importancia en el mundo y la Central Hidroeléctrica “Antonio José de Sucre” (Macagua) con una capacidad instalada de 3.140 Megavatios.

En el año 2006 entró en operación comercial la Central Hidroeléctrica “Francisco de Miranda” Caruachi, con una capacidad instalada final de 2.280 megavatios.

Su ubicación en las caudalosas aguas del río Caroní, al sur del país, le permite producir electricidad en armonía con el ambiente, a un costo razonable y con un significativo ahorro de petróleo.

CVG EDELCA posee una extensa red de líneas de transmisión que superan los 5.700 Km. cuyo sistema a 800 mil voltios es el quinto sistema instalado en el mundo con líneas de Ultra Alta Tensión en operación.

En los últimos tres años, CVG EDELCA ha aportado más del 70% de la producción nacional de electricidad a través de sus grandes Centrales Hidroeléctricas Macagua y Guri.

CVG EDELCA ha desempeñado un papel fundamental en el desarrollo económico y social de Venezuela, constituyendo la principal compañía generadora de electricidad del país con un mercado conformado por las empresas industriales de la región de Guayana y las que integran el Sistema Interconectado Nacional.

IV.3. Fines

- Generar beneficio económico para los accionistas.
- Lograr la satisfacción de los clientes mediante un servicio de excelente calidad.

IV.4. Misión

- Producir, transportar y comercializar energía eléctrica, a precios competitivos, en una forma confiable y en condiciones de eficiencia y rentabilidad.

IV.5. Valores

- **Humanismo:** Entendiendo por tal una gestión con sentido de justicia, pluralista y participativa, orientada al desarrollo integral de sus trabajadores, a la integración

del factor ambiental en sus actividades y al compromiso social con las comunidades vinculadas a ellas.

- **Respeto:** Constituye el trato justo y considerado entre los trabajadores, hacia el ambiente, instituciones y organismos, clientes y proveedores, ciñéndose a la normativa de toda índole que incide sobre su actividad.

- **Participación:** Consiste en la promoción de una cultura que valora y motiva la generación compartida de ideas, opiniones y sugerencias, dirigidas al mejoramiento continuo de la organización. Cultura que incorpora los aportes de las comunidades e instituciones nacionales e internacionales relacionadas, estimulando la creatividad de todos los miembros de la empresa.

- **Honestidad:** Refleja el comportamiento ético de sus autoridades, cuerpo gerencial y trabajadores, tanto dentro como fuera de la organización, con sentido de justicia y honradez, y la gestión transparente de todos los procesos administrativos con estricto apego a las normas.

- **Compromiso:** Se manifiesta por la identificación y lealtad del trabajador con la empresa, la mística en el trabajo y el sentido de responsabilidad; en una institución que prioriza el trato justo y se ocupa del desarrollo integral del trabajador y su calidad de vida.

- **Competitividad:** El conjunto de conductas de todos los niveles de la organización que permiten disputar o contender con los demás agentes del mercado en la prestación del servicio eléctrico, con alta calidad y al menor costo posible.

- **Excelencia:** Búsqueda de la calidad superior y perfección, a través de mejoramiento continuo de su gente y de sus procesos internos, en el logro de las metas propuestas y en el servicio que suministra, a nivel de organizaciones de clase mundial.

IV.6. Visión

- Ser una empresa líder en la prestación del servicio eléctrico, comprometida con la conservación del medio ambiente, con un mercado diversificado a nivel nacional e internacional; dotada de tecnologías de vanguardia y conformada por un recurso humano competente; orientada a la obtención de adecuados índices de calidad, rentabilidad y eficiencia, que satisfagan los requerimientos de nuestros clientes, empleados, accionistas, comunidades, proveedores y del desarrollo integral del país.

IV.7. Estructura Organizativa

Figura 3: Estructura Organizativa de CVG EDELCA



IV.8. Descripción de la Cultura Organizacional

Tanto la relación de competencias disponibles respecto a las competencias requeridas que tiene el personal, como el grado de motivación para el trabajo, son indicadores del proceso en el fortalecimiento de la cultura organizacional que forma parte del área de RRHH de CVG EDELCA.

Por tanto, en CVG EDELCA existe el compromiso respecto a la estructuración de la organización para que el personal de la empresa cuente con las competencias necesarias y requeridas para su trabajo, promoviendo el logro de los objetivos de la empresa y contribuyendo a obtener un alto grado de motivación en el mismo.

Así, los valores de la organización se plantean el marco ético-social dentro del cual la empresa lleva a cabo todas sus acciones. Los valores forman parte de la cultura organizacional, y plantean los límites dentro de los cuales debe enmarcarse la conducta de los individuos, tanto en el plano organizacional como en el plano personal. Los valores de la empresa, son los atributos de su personal, que guían su conducta más allá de su utilidad para alcanzar los fines u objetivos de la empresa.

La sociedad venezolana exige a la empresa una conducta moral que va más allá de lo establecido en las leyes. La opinión pública se ha sensibilizado ante la conducta de las empresas, gremios y sindicatos vinculados a la misma, como vigilantes de la conducta empresarial.

CVG EDELCA está comprometida con su recurso humano, procurando siempre su desarrollo e integración, a través del fortalecimiento de un buen clima organizacional y del establecimiento de enfoques estructurados que traspasen las barreras culturales y penetran en el ser de su recurso humano.

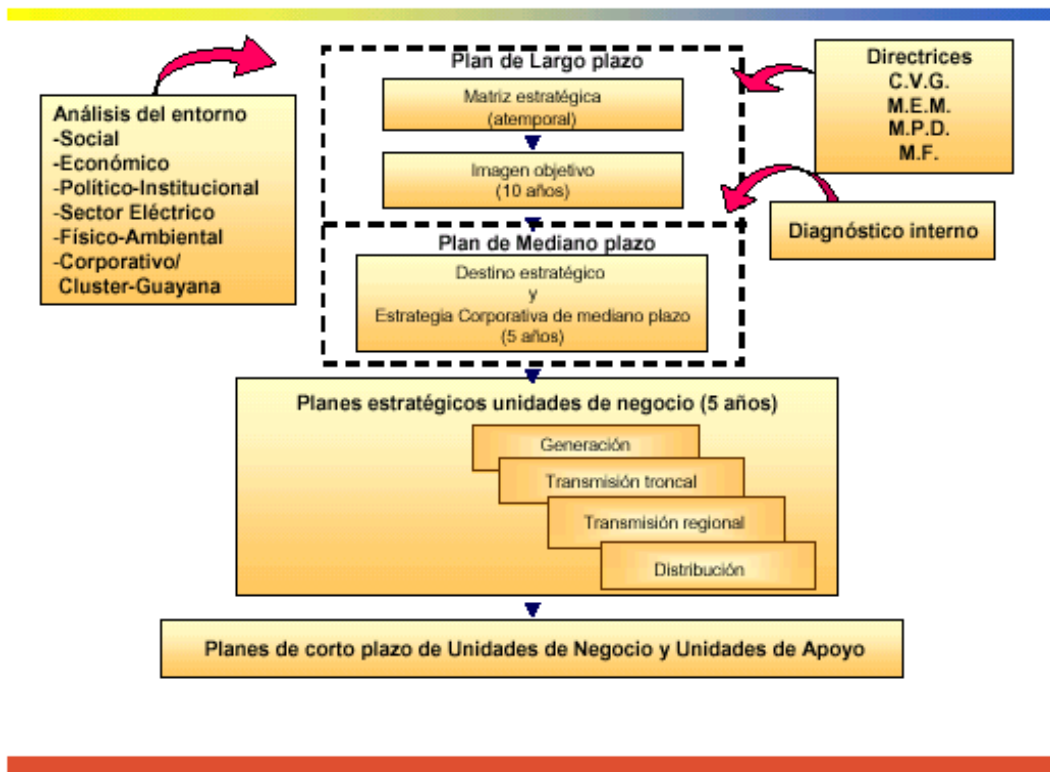
IV.9. La Planificación en CVG EDELCA

Como resultado de un proceso de mejora de la función de planificación, en aras de asumir con mayor eficiencia los cambios impuestos por el nuevo ordenamiento jurídico del sector eléctrico, y garantizar el apego al Modelo de Excelencia de Gestión recomendado por la Corporación Venezolana de Guayana a sus empresa filiales, CVG EDELCA ha decidido estructurar sus planes en base a su horizonte y el tipo de actividades a considerar. De acuerdo a esto se ha desarrollado un plan estratégico que en esencia es un plan de cambio elaborado siguiendo la metodología del Cuadro de

Mando Integral y con horizontes de largo plazo (10 años), mediano plazo (5 años) y corto plazo (1 año) ó también denominado táctico.

Por otra parte, se elabora un plan operativo que incluye las actividades repetitivas y permanentes desarrolladas en la organización para mantener su condición actual. En este plan además se incluyen los proyectos o actividades de mejoramiento.

Figura 4: La Planificación en CVG EDELCA



IV.10. Plan de Mediano Plazo

En el Plan de Mediano Plazo CVG EDELCA se ha establecido unos objetivos temporales a ser alcanzados dentro de los próximos 5 años, que le aseguren el avance en el logro de su imagen objetivo. Estos objetivos en conjunto constituyen el Destino Estratégico, a partir del cual se definen las estrategias que permitirán su cumplimiento en el ámbito corporativo y de las unidades de negocio de CVG EDELCA.

IV.11. Destino Estratégico

CVG EDELCA ha definido su Destino Estratégico a partir de los retos identificados en el análisis del entorno y de las brechas resultantes del diagnóstico interno, permitiendo así determinar los objetivos específicos que aspira lograr. Como resultado, el destino estratégico establecido en las 4 perspectivas del Cuadro de Mando Integral queda representado en la Figura 4.

Figura 5: Destino estratégico de CVG EDELCA

I. Perspectiva del Accionista:

- Alcanzar una rentabilidad adecuada para maximizar el valor de la empresa.

II. Perspectiva de los Clientes, Comunidades y Ambiente:

- Ser la opción preferida de suministro eléctrico.
- Tener una cartera de clientes diversificada.
- Lograr satisfacción de comunidades, conservación del ambiente e imagen reconocida.

III. Perspectiva de los Procesos:

- Contar con una oferta térmica adecuada.
- Evaluar y desarrollar nuevos proyectos hidroeléctricos.
- Evaluar y desarrollar nuevos proyectos de transmisión.
- Obtener certificación nacional e internacional de procesos clave requeridos.
- Participar en nuevos negocios.
- Lograr cobranzas eficaces.
- Adecuar la empresa a un entorno en competencia.
- Contar con una Gestión de Proyectos acorde con las mejores prácticas mundiales.

IV. Perspectiva de las Capacidades de la organización:

- Contar con una organización de alto desempeño con énfasis en las UEN's.
-

IV.12. Estrategia Corporativa

Para cumplir los objetivos definidos en su Destino Estratégico, CVG EDELCA se plantea la ejecución de una estrategia que asegure la formación y consolidación de la corporación, desagregada en 3 componentes: una estrategia de diversificación, una estrategia competitiva y una estrategia funcional.

IV.13. Estrategia de Diversificación

Este conjunto de estrategias pueden agruparse en la forma como se ilustra en la Figura 6.

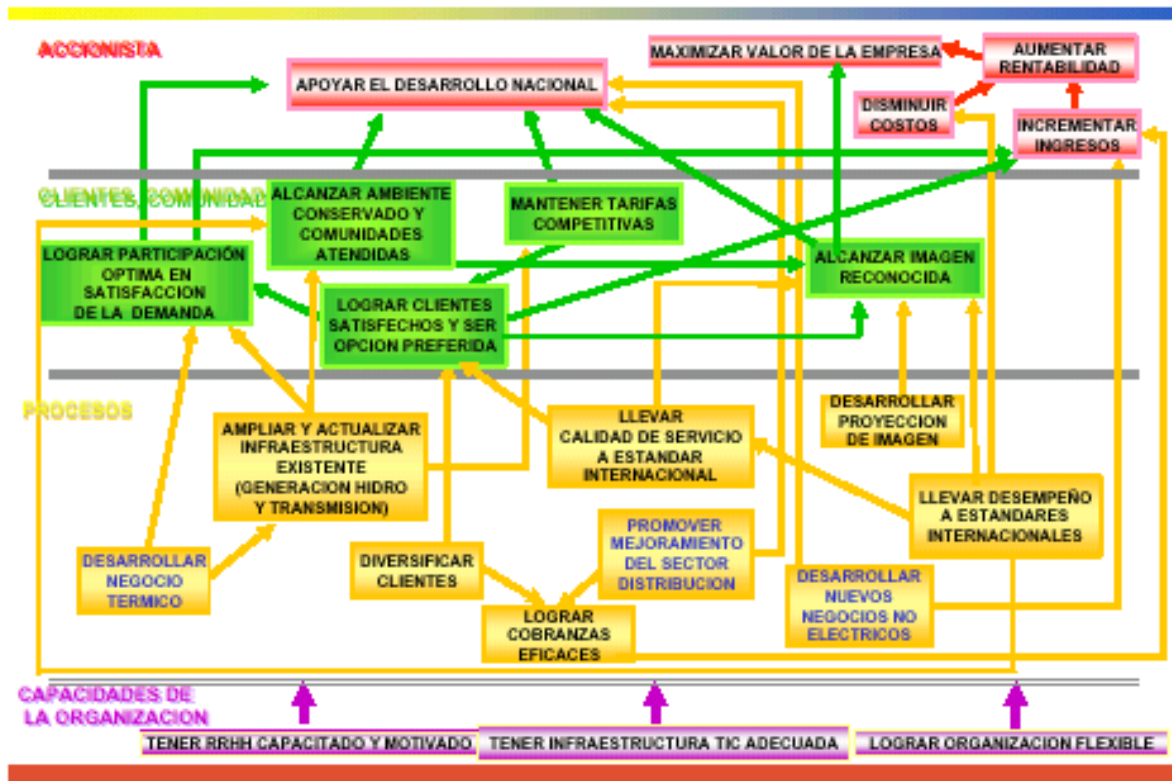
Figura 6: Esquema ilustrativo de la estrategia de diversificación de CVG EDELCA



IV.14. Estrategia Competitiva

Como estrategia competitiva corporativa la empresa definió un conjunto de acciones que permitirán su transformación para alcanzar el Destino Estratégico en el mediano plazo y acercarnos a la Imagen Objetivo. En la Figura 7 se describe la estrategia competitiva corporativa, esquematizada en un diagrama causa-efecto en el Cuadro de Mando Integral.

Figura 7: Estrategia competitiva corporativa de CVG EDELCA
Cuadro de Mando Integral: Diagrama Causa-Efecto



IV.15. Estrategia Funcional

Esta estrategia agrupa el conjunto de iniciativas para desarrollar o transformar las funciones de la empresa. En la estrategia funcional se incluye además de la identificación de los responsables de las iniciativas, que en su mayoría o generalmente se corresponden con el responsable de la función, la cuantificación de los requerimientos de recursos financieros para ejecutar estas iniciativas de nivel funcional, tales requerimientos son definidos para cada año de aplicación del plan de mediano plazo (período 2003-2007).

Desde el punto de vista corporativo, CVG EDELCA está constituida por las siguientes funciones:

- Operación y Mantenimiento.

- Mercadeo
- Planificación
- Desarrollo de la Organización
- Recursos Humanos
- Finanzas
- Imagen
- Ambiente
- TIC
- Expansión
- Procura

Conviene aclarar que las funciones de operación y mantenimiento, así como de expansión, son ejecutadas en las unidades de negocio de CVG EDELCA. En consecuencia, los recursos y responsabilidades reportados a nivel corporativo representan un conjunto agregado de recursos, cuya definición y asignación más específica es realizada en los planes de mediano plazo de las unidades de negocios de generación, transmisión troncal, transmisión regional y distribución.

IV.16. Iniciativa: Desarrollar Plan Modernización de la Planta Guri

IV.16.1. Aspectos generales

CVG EDELCA, a través de la Dirección de Producción, desarrolla el proyecto para

consolidar la modernización del equipamiento mayor de producción y transporte de energía de la Planta Guri, cuyo objetivo fundamental consiste en establecer el estado actual de los sistemas para la determinar las mejoras y los reemplazos de equipos y entrenar los recursos necesarios para consolidar en el mediano plazo una Planta Guri renovada, en los aspectos eléctrico, mecánico, civil, tecnológico y ambiental; a objeto de que siga cumpliendo su rol estratégico y esté adaptada al escenario de competencia y libre acceso previsto en la reestructuración del sector eléctrico.

El alcance general del proyecto incluye estudios, proyectos de mejoras, acondicionamientos, rehabilitaciones, reemplazos y modernización de sistemas y procesos, en aspectos de automatización, sistemas auxiliares críticos, turbinas, generadores, tomas de agua e infraestructura industrial de mantenimiento y residencial; cuya ejecución prevé un escenario de planificación y ejecución continuo y complejo en relación con el impacto en la operación y disponibilidad de la Planta y su propia organización.

IV.16.2. Consideraciones generales

El rol estratégico de la Planta Guri en el sistema eléctrico nacional, como ente que dispone de la capacidad de generación para suministrar mas del 50% de la electricidad que consume el país, su papel como ente regulador de la frecuencia del sistema eléctrico nacional y del flujo hidráulico para la operación de las otras plantas, así como su contribución en el ahorro energético de combustibles fósiles comercializables, impone que cada etapa del proyecto sea planificada y programada con el objetivo de maximizar la disponibilidad de producción. Cada una de las grandes tareas que implican indisponer capacidad de producción por largos períodos, por ejemplo las rehabilitaciones de turbinas, deben ser planificadas previo un estudio de valores mínimos de reserva requeridos para garantizar el rol de Guri en el sistema eléctrico.

El escenario esperado considera que la ejecución del proyecto es cada vez mas dinámico y en función de posibles variaciones de alcance, lo que implica una revisión constante de los escenarios, no solo en relación con las especificaciones e ingeniería previstas en la fase inicial del proyecto, sino también con la gestión de mantenimiento y la propia condición de los equipos y la infraestructura civil en general.

IV.16.3. Justificación del Plan de Modernización de la Planta Guri

La tecnología en el diseño y fabricación de los equipos, piezas y componentes que conforman las plantas de generación hidroeléctrica ha cambiado desde la puesta en

servicio de la Planta Guri, cuyas unidades de generación tienen más de 30 años en operación (en el caso de las de Casa de Máquinas I) y casi de 20 años (en el caso de las de Casa de Máquinas II). El uso de materiales de mayor calidad y mejores procesos de diseño y fabricación de turbinas y generadores hidroeléctricos; así como la introducción de tecnología digital en los procesos de medición, instrumentación y control; las mejoras en los equipamientos eléctricos y un sin número de avances tecnológicos en todas las áreas colocan a la Planta Guri en condiciones de obsolescencia, con el consiguiente impacto en su operación y mantenimiento.

A fin de evitar que se vea comprometida la disponibilidad, confiabilidad y capacidad de la Planta Guri para producir energía eléctrica en condiciones de eficiencia, rentabilidad y permanencia en el largo plazo, poniendo en peligro su rol estratégico en el sector energético nacional como principal productor de energía eléctrica del país, CVG EDELCA ha emprendido un proyecto de modernización que si bien implica importantes inversiones, aseguraría que la Planta Guri pueda producir su energía de diseño durante los próximos 25 años.

El proyecto concentra su atención en el aumento de la eficiencia y producción de las máquinas, actualización de los sistemas y reducción de costos operativos, de mantenimiento y de oportunidad, causados por el deterioro, obsolescencia y los cambios de necesidades; así como también la restauración de las variables que caracterizan la calidad de servicio como la eficiencia, seguridad, confiabilidad, mantenibilidad, etc.

La culminación del proyecto está prevista para finales del año 2007. Durante este período la Planta Guri debe continuar en servicio sin riesgos. Es de primera importancia considerar este punto esencial al evaluar las condiciones de los componentes y elaborar los planes de mantenimiento, de otra manera el ciclo de intervenciones será impuesto por la condición de los equipos mas que por la lógica empleada durante la planificación.

IV.16.4. Visión del Plan de Modernización de la Planta Guri

Garantizar una Planta hidroeléctrica tecnológicamente adaptada a su rol estratégico y dar continuidad a la producción de energía eléctrica con alta calidad, en sintonía con el requerimiento energético nacional y el escenario de competencia previsto en la ley de servicio eléctrico.

IV.16.5. Objetivos del Plan de Modernización de la Planta Guri

- Aumentar por encima de un 90% la disponibilidad de las unidades generadoras.
- Mejorar los ciclos de mantenimientos mayores a mas de 5 años entre paradas y reducción de su duración a un promedio de 60 días.
- Extender en 25 años la vida útil del equipamiento mayor de la Planta Guri.
- Asegurar que la Planta Guri pueda continuar produciendo su energía de diseño.
- Aumentar en un 4% promedio la eficiencia de las unidades en operación.

IV.16.6. Premisas para la ejecución del Plan de Modernización de la Planta Guri

- Determinar el estado de la infraestructura, equipos y sistemas, para definir e implementar los acondicionamientos, rehabilitaciones o sustituciones necesarias.
- Garantizar la integración con los componentes existentes en la instalación de cualquier mejora o nuevas características, como por ejemplo los nuevos rodetes, de forma tal que no afecte de manera adversa la base de diseño existente y no cause gastos de capital en otros sistemas y equipos de generación, o comprometan la integridad estructural de la presa.
- Garantizar que se conserve la estructura civil existente, diseñando todos los equipos nuevos y procedimientos tomando en cuenta todas las restricciones y disposiciones actuales de las casas de máquinas de la Planta.
- Ejecutar los trabajos haciendo la coordinación y programación necesaria para no disminuir la capacidad de CVG EDELCA de generar su energía firme.
- Preservar la vida económica de los componentes de la Planta Guri.
- Garantizar una alta fiabilidad en los sistemas de producción de energía, perfeccionando el funcionamiento, la mantenibilidad y la seguridad de la planta.
- Aprovechar las oportunidades de modernización y aumento de la eficiencia, que posibiliten una mayor rentabilidad, mejoras de procesos, reducción de costos fijos y expansión de servicios.

- El programa de rehabilitación debe permitir la operación normal de la planta durante la ejecución del proyecto.
- Los trabajos serán ejecutados por empresas contratistas e inspeccionados por CVG EDELCA.
- Promover dentro del proyecto el entrenamiento del personal que en el futuro se encargará de atender las labores de operación y mantenimiento de la Planta.
- Implementar mejoras en el ambiente en el cual labora el personal, incluyendo los procesos que ejecuta y el espacio que habita.
- Trabajos sujetos a disponibilidad para paradas de las unidades generadoras.

CAPÍTULO V:

DESARROLLO DEL PROYECTO

V.1. Estudio de Mercado

V.1.1. Consideraciones

CVG Electrificación del Caroní, C.A. (CVG EDELCA), a través de la operación de los Centrales Hidroeléctricas “Simón Bolívar” (Guri) con una capacidad instalada de 10.000 Megavatios, considerada la segunda en importancia en el mundo, la Central Hidroeléctrica “Antonio José de Sucre” (Macagua) con una capacidad instalada de 3.140 Megavatios y la Central Hidroeléctrica “Francisco de Miranda” Caruachi, con una capacidad instalada de 2.280 megavatios, genera el setenta y cinco por ciento (75%) de la energía eléctrica que se consume en el país, siendo además la empresa líder en el sector y reguladora del sistema eléctrico nacional.

Asimismo y con los actuales desarrollos en marcha (Proyecto TOCOMA y Proyecto de Generación Termoeléctrica), CVG EDELCA se perfila a mantener su cuota de participación en el creciente mercado eléctrico nacional y se orienta a la obtención de adecuados índices de calidad, rentabilidad y eficiencia, que satisfagan los requerimientos de nuestros clientes, empleados, accionistas, comunidades, proveedores y del desarrollo integral del país.

En tal sentido, a través de la evaluación de mercado desarrollado para el estudio de factibilidad del proyecto de modernización de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, se estudian las condiciones de operación de estas unidades, a fin de evaluar los trabajos de mantenimiento practicados, disponibilidad de las unidades perdidas de energía por paradas mantenimiento y/o paradas de emergencia, lo cual eventualmente podría traducirse como mercados no atendidos.

V.1.2. Aspectos Generales

Muchas cosas han cambiado en la tecnología de generación eléctrica desde la puesta en servicio de la Planta Guri, las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I tienen más de 30 años en operación, iniciando su operación comercial en la década de los setenta, con la puesta en servicio de la Unidad 4, el 14 de marzo de 1974, seguida por la Unidad 5, el 19 de agosto de ese mismo año, mientras que la Unidad 6 entra en operación comercial el 24 de mayo de 1975.

Estas Unidades forman parte de la primera etapa del proyecto Guri, con la cual entraron en servicio un total de diez Unidades Generadoras tipo Paraguas con una capacidad nominal de 230 MVA, un factor de potencia de 360 MVA, 3 fases y 60 Hz como frecuencia del generador; tienen transformadores tipo FOA de capacidad 265 MVA; Turbinas de tipo Francis con una elevación central de anillo distribuidor de 120 m.s.n.m., una caída neta nominal de 92 m, una capacidad nominal de 223 MVA, capacidad máxima de 270 MW, velocidad de operación de 120,6 revoluciones por minuto (rpm) y una velocidad crítica de operación de 246 rpm; la Toma que va a estas Unidades tiene un diámetro de 7,5 m – 6,5 m, y un peso aproximado de cada tubo de 832 TM.

Con el transcurrir del tiempo producto del uso de materiales de mayor calidad y mejores procesos de fabricación de rodetes; la introducción de tecnología digital en los procesos de medición, instrumentación y control; las mejoras en los equipamientos eléctricos y un sin número de avances tecnológicos en todas las áreas, dichas Unidades se encuentran en condiciones de obsolescencia, con el consiguiente impacto en su operación y mantenimiento.

La operación comercial de las Unidades generadoras de esta Planta, se ha enfrentado en forma general a una serie de problemas como:

1. Altos niveles de cavitación en las turbinas de las Unidades generadoras.

2. Deterioro en las tomas de las Unidades por pérdida de concreto en los rieles de cierre de las compuertas.
3. Desperfectos en los generadores.
4. Desperfectos en los gobernadores.
5. Obsolescencia en los sistemas de protección, medición, supervisión, control e instrumentación.
6. Altos niveles en la indisponibilidad.

Esta situación afecta la disponibilidad, confiabilidad y capacidad de las Unidades para producir energía eléctrica en condiciones de eficiencia, rentabilidad y permanencia en el largo plazo, afectando el rol estratégico de CVG EDELCA como principal productor de energía eléctrica del país, trayendo como consecuencia de este conjunto de problemas:

1. Altos costos variables de mantenimiento

La situación de la planta obliga a la ejecución de trabajos especiales de mantenimiento de índole mecánico y eléctrico para poder operar la planta aún con los problemas que afectan la condición de las unidades.

2. Baja disponibilidad de la planta

La disponibilidad de planta Guri ha oscilado en torno al 80% en los últimos años. La comparación con plantas hidroeléctricas similares indica que un nivel razonable debe superar el 90%.

De mantenerse la condición actual “sin el proyecto” no será posible elevar la disponibilidad por encima de los valores actuales.

Esta condición además de afectar los costos fijos y variables de mantenimiento también limita la energía excedente e incluso la energía firme generadas por las centrales.

Merece particular atención la caída proyectada en la disponibilidad de las unidades de casa de maquinas II en caso de no ejecutarse el proyecto, debido a la mayor potencia relativa de estas unidades, al compararlas con la potencia de las unidades de casa de maquinas I.

3. Producción de energía firme limitada por baja eficiencia y baja disponibilidad.

La energía firme de Guri, en la condición de eficiencia actual, es 39400 GWh/año, los problemas de cavitación hacen que esta energía disminuya progresivamente cada año. Esta situación pudiera agravarse en el largo plazo tomando en cuenta la las bajas disponibilidades estimadas, presentadas en la tabla 2, incluso pudiera estar en peligro la capacidad de las Centrales de entregar su energía firme de diseño, lo cual representaría pérdidas crecientes de energía firme, cuya estimación alcanzaría los 1600 GWh/año.

V.1.3. Mantenimiento realizado a las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I

En la Planta Guri, se ejecutan trabajos de mantenimiento a través de una planificación y programación de los mismos. La correcta planificación de las actividades de mantenimiento contribuye considerablemente a mejorar la productividad y confiabilidad de los equipos. A través de la programación y planificación de los mantenimientos, se detectan desperfectos y fallas que de no corregirse a tiempo, no solo aumentan la magnitud de las reparaciones, sino que generalmente desencadenan daños mayores que los iniciales.

La gestión de mantenimiento que se lleva a cabo en la Planta Guri, está permanentemente en la búsqueda de altos niveles de confiabilidad en el funcionamiento y producción de las Unidades generadoras. Estas actividades se llevan

a cabo a partir de diferentes programas de mantenimiento, entre los cuales se encuentran: Mantenimiento Mayor, Anual y Rutinario.

V.1.3.1. Programa de Mantenimiento Mayor

El mantenimiento mayor consiste en una secuencia de actividades dirigidas principalmente a la reparación del rodete y cambio de cuñas del estator, incluyendo todos los sistemas y subsistemas de la Unidad generadora. En las Unidades 4, 5 y 6 se ejecutan cada 4 años, dependiendo de las inspecciones realizadas y del nivel de desprendimiento de material en el rodete por efecto de la cavitación. Estas actividades tienen una duración de 30 días calendario.

El programa de Mantenimiento Mayor es desarrollado por el Departamento de Ingeniería de Mantenimiento de la Planta Guri y elaborado con base a los datos históricos y comportamiento de las Unidades. El programa de mantenimiento mayor es utilizado como patrón para el programa anual, el cual es actualizado o reprogramado en el último trimestre del año, ya que el mismo es modificado en función las restricciones impuestas por la situación real del progreso de los mantenimientos (retrasos, eventualidades, emergencias, etc.).

V.1.3.2. Programa de Mantenimiento Anual

Este programa de mantenimiento consiste en una inspección general de la Unidad generadora, a objeto de verificar el estado del rodete de la turbina y del generador. Los resultados de esta inspección son analizados y utilizados para la programación de las actividades a ejecutar en el mantenimiento mayor. Estas actividades de mantenimiento tienen una duración de 8 días calendario.

V.1.3.3. Mantenimiento Rutinario

Estas actividades están basadas en la supervisión, chequeo, lubricación y limpieza de las Unidades generadoras, además de la realización de pruebas para inspeccionar el estado físico del equipamiento general de la Unidad.

En el mantenimiento rutinario se encuentran las actividades de mantenimiento semanal, quincenal, mensual, trimestral, cuatrimestral, semestral y octomestral. El programa de mantenimiento rutinario es elaborado por las diferentes Secciones que conforman los Departamentos de la Planta. Puede tener una duración desde 1 a 8 horas de ejecución.

V.1.4. Estimación de Costos por Mantenimiento

Cada una de las actividades de mantenimiento que se realizan a las Unidades 4, 5 y 6, generan costos:

- Costos por mano de obra: Los cuales constituyen el valor del trabajo directo e indirecto realizado por los ingenieros, técnicos, operarios y demás trabajadores, o dicho en otros términos, el esfuerzo aportado al proceso fabril.
- Costos por materiales: Utilizados en la reparación de los componentes de las Unidades.
- Costos cancelados a empresas contratistas: Que realizan otros trabajos de mantenimiento que no pueden realizar el personal de CVG EDELCA.

Los costos estimados de los trabajos de mantenimiento, producto de las actividades realizadas por los diferentes Departamentos de la Planta Guri, incluyendo las categorías de costos antes indicadas y clasificados por tipo de mantenimiento, se muestran en la tabla a continuación, donde cada una de las erogaciones por costos de mantenimiento son independientes una de la otra.

Cuadro 1: Costos en Bolívares por Trabajos de Mantenimiento de una Unidad Generadora del grupo de Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I

Frecuencia /Dpto.	Mecánico	Eléctrico	Control e Inst.	Servicio Gral.	Contratistas	
Rutinario	Sema	641.620,23	0,00	0,00	0,00	0,00
	Quin.	163.786,15	0,00	0,00	0,00	0,00
	Trim	1.449.974,50	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cuat.	0,00	355.065,02	0,00	0,00	0,00
	Seme	0,00	0,00	1.341.199,30	0,00	0,00
	Oct.	0,00	1.050.525,90	0,00	0,00	0,00
Anual	5.707.292,08	2.453.248,19	887.136,26	0,00	0,00	
Mayor	115.799.050,70	13.713.689,53	4.954.278,50	2.016.924,44	200.000.000,00	
Total Bs.	123.761.723,66	17.572.528,64	7.182.614,10	2.016.924,44	200.000.000,00	

Nota: Todos los datos mostrados corresponden a información recabada con el personal de la Planta Guri, asociado a las actividades de mantenimiento, cuyo detalle es mostrado en el apéndice D, del presente Informe.

A continuación se presentan los costos por trabajos de mantenimiento de cada uno de los Departamentos de la Planta Guri, desagregados por componentes de una Unidad generadora.

Cuadro 2: Costos Anuales en Bolívares por Trabajos de Mantenimiento de los diferentes Departamentos la Planta Guri, Desagregados por Componentes de una Unidad

Componentes/Dpto.	Mecánico	Eléctrico	Control e Inst.	Total
Compuerta de Toma	14.479.908,11	508.360,43	54.146,26	15.042.414,80
Auxiliares	1.532.687,16	1.218.056,23	0,00	2.750.743,39
Generador	3.205.154,46	1.015.483,23	0,00	4.220.637,69
Gobernador	12.389.446,17	267.582,85	189.753,34	12.846.782,36
Turbina	19.010.381,18	39.878,99	223.705,76	19.273.965,93
Excitatriz	0,00	726.626,13	153.897,92	880.524,05
Transf. de Potencia	0,00	2.669.112,64	265.632,95	2.934.745,59
Total	50.617.577,08	6.445.100,50	887.136,23	57.949.813,81

Nota: Todos los datos corresponden a información recabada con el personal de la Planta Guri, asociado a las actividades de mantenimiento cuyo detalle es mostrado en el apéndice D del presente Informe.

V.1.4.1. Proyección de Costos en Bolívares por Trabajos de Mantenimiento de una Unidad Generadora del Grupo de Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I

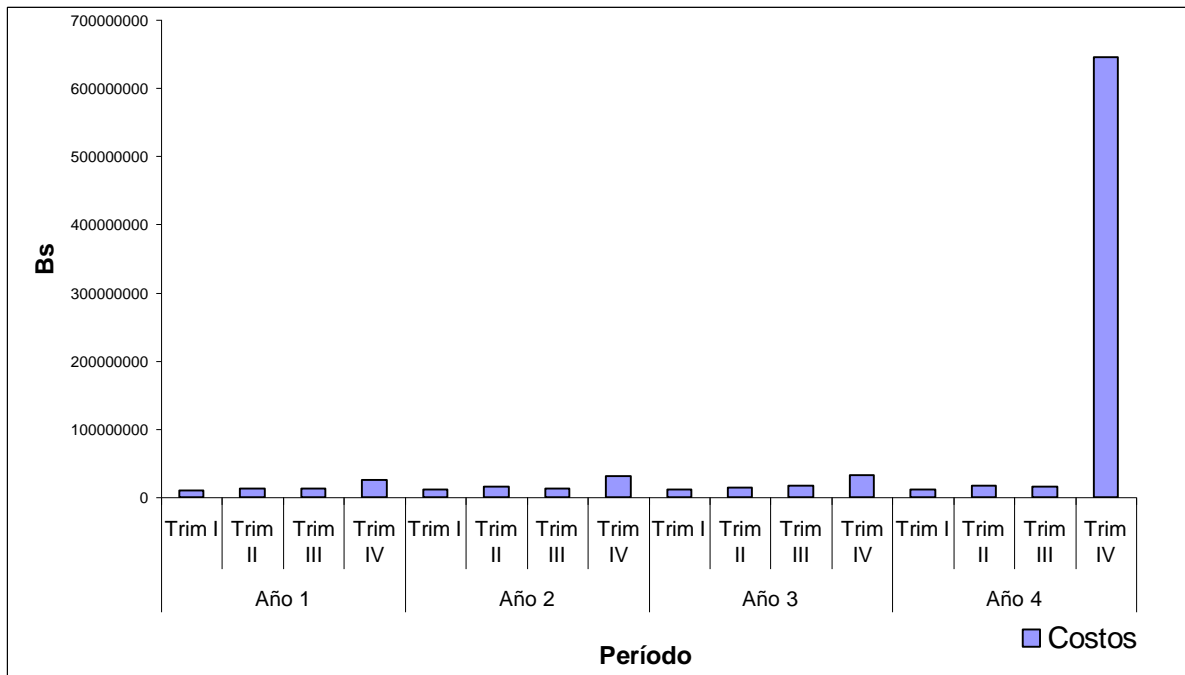
A partir de los datos recabados en la estimación de costos de los trabajos de mantenimiento de una Unidad Generadora del Grupo de Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, se realizó una proyección de los mismos para un horizonte de planificación de 4 años, partiendo como Año 1 el 2005 y tomando en cuenta todos los programas de mantenimiento que realizan diferentes Departamentos de la Planta. Dicha proyección considera una inflación anual promedio del 20% a lo largo del ciclo de cuatro años (tiempo de ejecución planificado para los trabajos de mantenimiento anual). Los resultados obtenidos y su gráfica correspondiente se muestran a continuación.

**Cuadro 3: Proyección de Costos por Mantenimiento
(Horizonte de Planificación 4 Años)**

Año 1			
Trim I	Trim II	Trim III	Trim IV
Bs. 10.441.927,52	Bs. 12.802.801,63	Bs. 13.156.874,74	Bs. 24.855.290,37
Año 2			
Trim I	Trim II	Trim III	Trim IV
Bs. 10.751.485,14	Bs. 15.075.382,78	Bs. 13.227.576,15	Bs. 30.436.850,97
Año 3			
Trim I	Trim II	Trim III	Trim IV
Bs. 11.061.197,79	Bs. 14.750.655,03	Bs. 16.202.449,27	Bs. 32.810.963,53
Año 4			
Trim I	Trim II	Trim III	Trim IV
Bs. 11.370.910,44	Bs. 17.176.533,34	Bs. 15.968.281,98	Bs. 644.599.032,77

Nota: Precios base a valores de diciembre del año 2005.

**Figura 8: Proyección de Costos en Bolívares por Trabajos de Mantenimiento
(Horizonte de Planificación 4 años)**



Nota: Costos de Mantenimiento a valores de diciembre del año 2005.

V.1.5. Estudio de la disponibilidad de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I

La disponibilidad de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa Máquinas I en los últimos 20 años, se ha visto afectado por diversos factores, tales como la obsolescencia y el desgaste de componentes entre otros. Esta ha oscilado en torno a un promedio de 71,9%, el cual es un valor relativamente bajo, comparado con plantas hidroeléctricas similares, en las cuales se obtiene un nivel de disponibilidad alrededor del 90%.

El valor de la disponibilidad de las unidades 4, 5 y 6 de CMI, constituye el mejor índice para evaluar la calidad del equipamiento de este grupo, así como la operación y el mantenimiento que se realiza. Para evaluar de forma precisa la disponibilidad de estas Unidades, se ha tomado como valor fundamental las horas en las que el equipo estuvo en servicio.

En la realización de este proyecto se utilizó el Sistema de Administración de Operaciones (SAO) de CVG EDELCA, para la obtención correspondiente a las horas en servicio de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I, a fin de calcular el porcentaje de disponibilidad de cada una de estas Unidades.

Para el cálculo de la disponibilidad, se utilizó la siguiente ecuación:

.... Ecuación N° 1

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\sum \text{Horas E/S} * \text{Pot.}}{1 \text{ año} * \sum \text{Pot.}} * 100$$

Donde:

\sum Horas E/S = Sumatoria de las horas en servicio.

Pot.= Potencia de las Unidades.

1 año = Tiempo de Operación.

La disponibilidad de cada una de las Unidades 4, 5 y 6, así como del grupo completo, estudiada a partir del año 1985 hasta 2005, se presenta en la tabla mostrada a continuación:

Cuadro 4: Disponibilidad de las Unidades N° 4, 5 y 6 Casa de Máquinas I

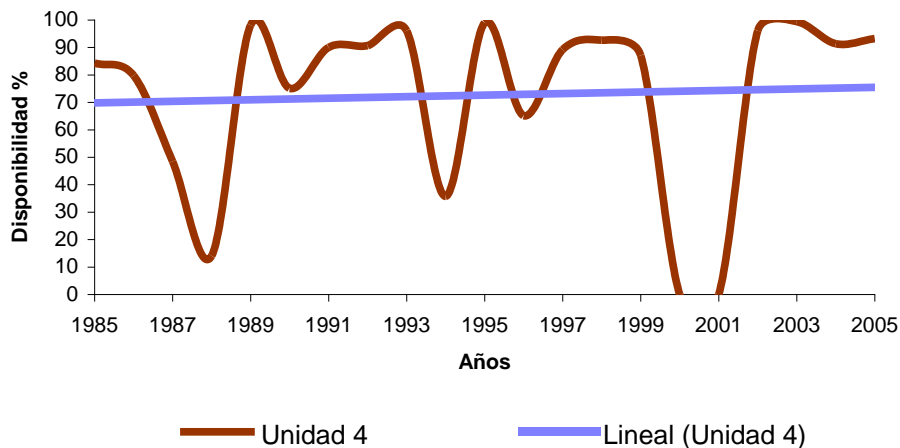
Und	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.
4	84,33	79,79	48,46	14,04	98,14	75,09	90,04	90,69	96,07	35,77
5	77,77	92,53	30,91	0,00	56,2	97,69	81,34	95,42	44,48	90,39
6	85,52	87,32	85,03	96,26	13,96	31,39	95,43	52,14	90,57	90,96
Total	82,54	86,55	54,80	36,77	56,10	68,06	88,94	79,41	77,04	72,37

1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.	% Disp.
98,99	65,16	89,23	92,65	87,11	0,00	0,00	96,11	99,42	91,36	93,21
91,23	92,79	14,98	45,63	83,36	86,62	89,61	98,85	87,22	98,33	90,1
92,47	70,37	84,26	10,56	0,00	71,4	85,02	90,25	98,13	95,35	93,25
94,23	76,11	62,82	49,61	56,82	52,67	58,21	95,07	94,83	95,01	91,42

V.1.5.1. Estudio de Disponibilidad de la Unidad 4

A continuación se presenta gráficamente el comportamiento de la Unidad 4, mostrando los valores promedios de disponibilidad para el período desde 1985 - 2005 (20 años de data histórica):

Figura 9: Gráfico de Disponibilidad de la Unidad 4



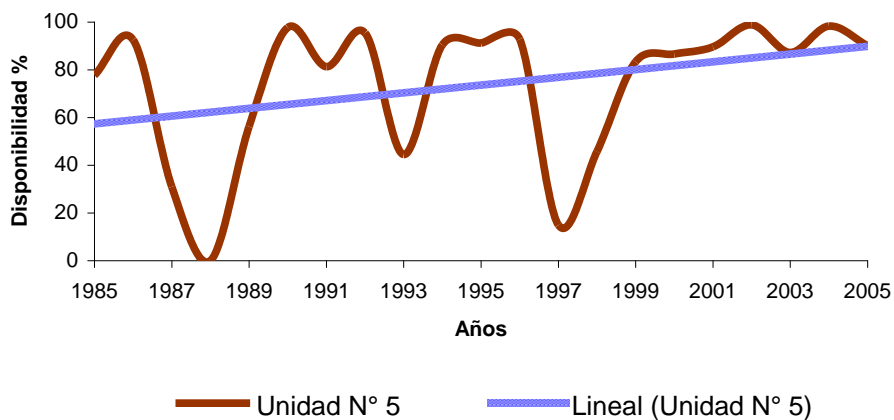
En la figura 9, se muestra el comportamiento de la disponibilidad de la Unidad 4, donde se observan dos curvas, la curva del comportamiento real de la Unidad (línea continua) y la curva de tendencia (línea segmentada) "... La curva de tendencia se utiliza a menudo para fines de estimación, predicción o pronóstico, donde la variable independiente X es el tiempo, los datos muestran los valores de Y en diferentes tiempos..." (Murria R. Spiegel, Pág 221).

Como se observa el comportamiento de la disponibilidad de la Unidad 4 no tiene un valor uniforme en el tiempo debido a que la misma ha sufrido una serie de paradas por mantenimiento y por emergencia. La curva de tendencia indica que la disponibilidad de la Unidad 4 tiende a mantener alrededor de 75 %.

V.1.5.2. Estudio de Disponibilidad de la Unidad 5

A continuación se presenta gráficamente el comportamiento de la Unidad 5, mostrando los valores promedios de disponibilidad para el período desde 1985 - 2005 (20 años de data histórica):

Figura 10: Disponibilidad de la Unidad 5



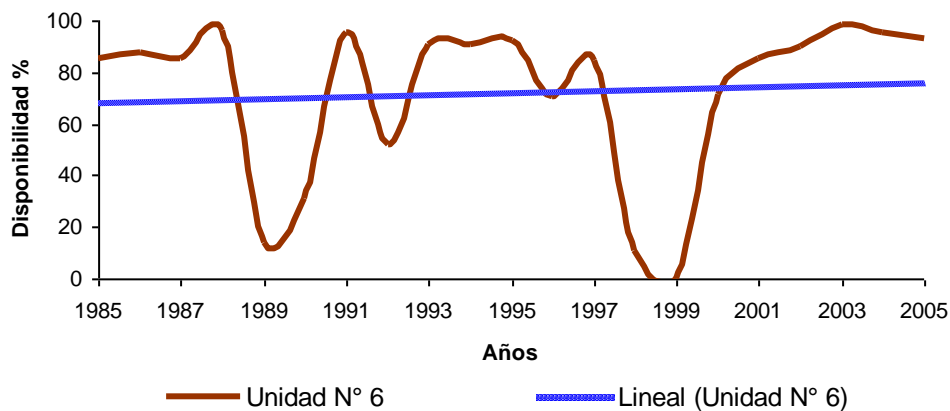
En la gráfica del comportamiento de la Unidad 5 (Figura 10), se puede observar fuertes disminuciones en la misma, debido a que se han realizado una serie de actividades de mantenimiento respectivamente programado o correctivo (años 1988 y 1997), que la

mantuvieron fuera de servicio por largo tiempo. De igual manera se observa la curva de la tendencia, la cual indica un aumento de la disponibilidad para los años siguientes al 2005, pero con valores promedios de 80%.

V.1.5.3. Estudio de Disponibilidad de la Unidad 6

A continuación se presenta gráficamente el comportamiento de la Unidad 6, mostrando los valores promedios de disponibilidad para el período desde 1985 - 2005 (20 años de data histórica):

Figura 11: Gráfico de Disponibilidad de la Unidad 6

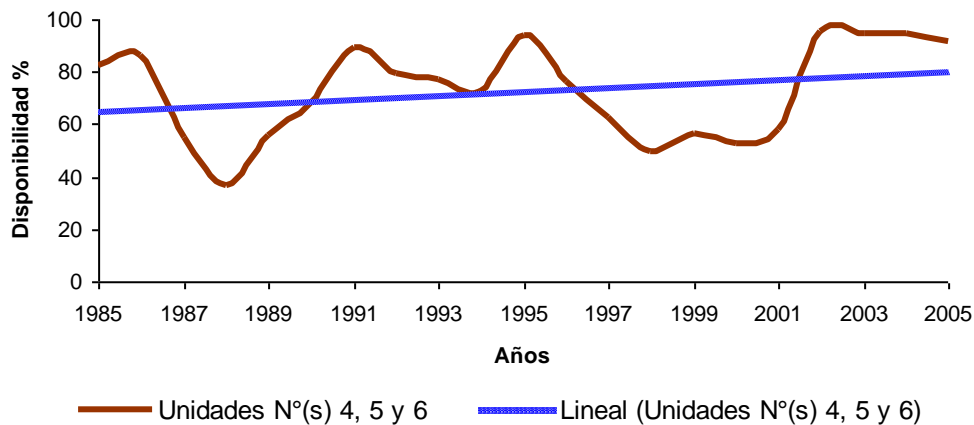


Similar al comportamiento de la Unidad 5, se presenta el gráfico de disponibilidad de la Unidad 6 (Figura 11), la cual presentó valores muy bajos en los años 1989 y 1999, producto de diversas intervenciones por parte del equipo de mantenimiento. Como se puede observar en la gráfica el comportamiento de la disponibilidad de esta Unidad ha presentado frecuentes interrupciones a lo largo de este período de trabajo (20 años) lo que ha afectado su porcentaje de rendimiento. En este gráfico la línea de tendencia muestra un comportamiento promedio alrededor del 70% para los años siguientes al 2005.

V.1.5.4. Estudio de Disponibilidad del Grupo (Unidades 4, 5 y 6)

A continuación se presenta gráficamente el comportamiento del Grupo (Unidades 4, 5 y 6), mostrando los valores promedios de disponibilidad para el período desde 1985 - 2005 (20 años de data histórica):

Figura 12: Gráfico de Disponibilidad de las Unidades 4, 5 y 6



Al estudiar el comportamiento general del grupo de Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I (Figura 12), podemos observar que el mismo no ha ofrecido una disponibilidad muy alta, debido a la gran cantidad de paradas por mantenimiento y por emergencia que han sufrido las Unidades de este grupo.

Como resultado de estas actividades de mantenimiento se puede observar como la tendencia indica un aumento en la disponibilidad del grupo, sin embargo, la disponibilidad promedio se encuentra entorno a 71, 9 %, lo cual es un valor relativamente bajo comparado con los índices obtenidos en otras Unidades de otras Plantas dentro de una misma empresa.

V.1.5.5. Comparación de la disponibilidad proyectada con la situación ideal o esperada con Proyecto

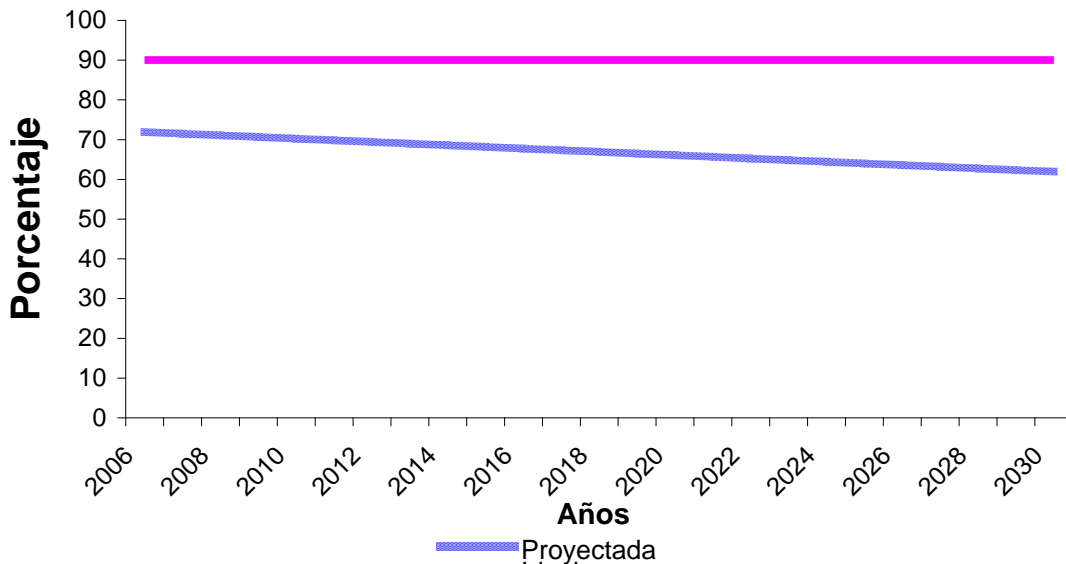
A los efectos de estudiar los beneficios de un proyecto de modernización de las

Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, seguidamente se presenta un estudio comparativo de la disponibilidad proyectada con la disponibilidad ideal o esperada producto de la intervención para rehabilitación o reemplazo de las Unidades.

Al evaluar la disponibilidad proyectada se toma como referencia un 10 % de disminución de la disponibilidad de las Unidades para un período de evaluación de 25 años, producto del aumento de las paradas forzadas y de mantenimiento por obsolescencia de los componentes de las Unidades. Dicho período de evaluación (25 años) y los niveles de disponibilidad esperados (90%) forman parte de las premisas y objetivos perseguidos dentro del marco del Proyecto de Modernización de la Planta Guri.

La gráfica de la disponibilidad proyectada e ideal para un período de evaluación de 25 años se muestra a continuación:

Figura 13: Comparación de la disponibilidad proyectada con la situación ideal o esperada con Proyecto



Partiendo del año 2006 como horizonte de proyección se observa que la disponibilidad proyectada se encuentra en un valor promedio de 71,9 % la cual se ve afectada por los factores: Tiempo, Deterioro y Obsolescencia, entre otros. Colocando la disponibilidad del Grupo de Unidades 4, 5 y 6 en un 61,9 % dentro de 25 años.

V.1.6. Análisis Energético

Las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri tienen una potencia de 220 MVA, y cuentan con una capacidad nominal de 223 Mw., turbinas tipo Francis, Generadores tipo Paraguas, entre otros. Inicialmente producían entre 1.953.480 Mw y 1.958.832 Mw al año y con el transcurrir del tiempo su capacidad de producir energía ha disminuido, debido a que para que estas Unidades generen esta cantidad de energía es necesario que estén en servicio entre 8760 horas y 8784 horas respectivamente, y en la actualidad estas Unidades no trabajan esta cantidad de horas debido a los frecuentes paradas por mantenimiento.

Las horas en las que las Unidades están fuera de servicio son consideradas como indisponibilidad del equipo. Esta indisponibilidad del equipo se origina fundamentalmente por dos razones, la indisponibilidad por mantenimiento y la indisponibilidad por emergencia, las cuales afectan la actividad operativa de las mismas.

Toda parada de Unidad, genera pérdidas de energía proporcionales al tiempo de la parada de la misma. Es decir en la medida que la unidad se encuentre fuera de servicio generará pérdidas significativas tanto desde el punto de vista energético como económico para la empresa.

V.1.6.1. Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento

Las pérdidas de energía generadas por indisponibilidad de las unidades 4, 5 y 6, producto de paradas por mantenimiento (20 años de data histórica), se muestran en las tablas y gráficos presentados a continuación:

Cuadro 5: Energía Perdida por paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri

Und	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora
4	302.594,00	302.594,00	389.719,00	84.817,40	4.688,35	36.139,40	479.970,00	126.345,00	148.855,00	49.227,70
5	94.158,00	94.157,70	141.823,00	1.353.357,00	1.953.480,00	517.868,00	31.646,40	340.837,00	50.399,80	1.074.609,00
6	282.473,00	282.473,00	247.701,00	288.732,00	60.167,20	1.680.774,00	1.330.125,00	70.518,00	908.759,00	9.962,75
Total	226.408,00	226.408,00	259.813,00	575.701,00	672.779,00	744.862,00	613.979,00	179.233,00	369.403,00	377.998,00

1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora
10.353,40	55.434,90	29.106,90	93.376,30	251.804,00	1.958.832,00	1.953.480,00	74.427,60	4.688,35	44.073,70	119.748,00
136.939,00	84.229,80	1.650.886,00	994.712,00	312.557,00	242.308,00	176.985,00	18.558,10	249.459,00	23.506,00	185.581,00
110.762,00	19.588,30	268.408,00	1.740.355,00	1.953.480,00	501.461,00	175.618,00	189.097,00	19.144,10	27.815,40	129.711,00
85.953,10	53.084,30	649.532,00	942.749,00	839.215,00	900.867,00	768.694,00	768.694,00	93.571,70	31.733,10	143.776,00

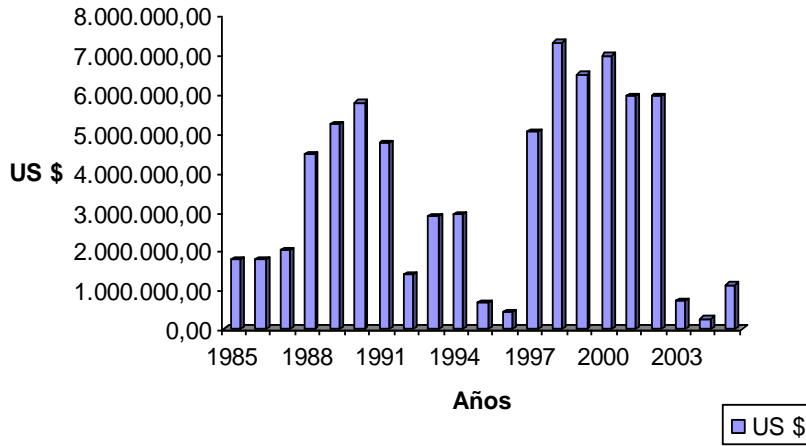
Cuadro 6: US\$ por Energía Pérdida por Paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri

Und	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
4	2.345.103,50	2.345.103,90	3.020.324,27	657.335,05	36.334,73	280.080,20	3.719.767,78	979.171,15	1.153.627,61	381.514,64
5	729.724,50	729.722,45	1.099.125,52	10.488.516,97	15.139.470,00	4.013.473,50	245.259,41	2.641.484,95	390.598,33	8.328.222,45
6	2.189.165,75	2.189.167,36	1.919.684,80	2.237.671,74	466.295,68	13.025.999,99	10.308.465,12	546.514,13	7.042.881,44	77.211,30
Total	1.754.662,00	1.754.664,57	2.013.549,51	4.461.680,62	5.214.033,47	5.772.679,91	4.758.335,42	1.389.056,74	2.862.873,78	2.929.487,45

1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
80.239,19	429.620,83	225.578,10	723.666,67	1.951.477,68	15.180.948,00	15.139.470,00	576.813,81	36.334,73	341.571,33	928.049,48
1.061.276,85	652.780,76	12.794.366,10	7.709.018,12	2.422.315,20	1.877.883,27	1.371.635,98	143.824,97	1.933.310,32	182.171,38	1.438.249,65
858.407,95	151.809,48	2.080.163,18	13.487.753,82	15.139.470,00	3.886.322,69	1.361.038,35	1.465.500,70	148.366,81	215.569,46	1.005.260,79
666.136,68	411.403,69	5.033.873,78	7.306.308,22	6.503.916,31	6.981.717,99	5.957.381,45	5.957.381,45	725.180,61	245.931,36	1.114.264,93

Nota: El costo del megavatio hora se calculó en función de 17.670,00 Bs/MwHora. Este precio incluye todos los costos operativos de CVG EDELCA para la comercialización de la energía generada. No se toma en cuenta el precio de venta, por incluir otros factores, tales como la utilidad, los cuales no son aplicables para los fines de una evaluación interna dentro de esta empresa. El costo total por año presentado en esta tabla se llevo a su equivalente en Dólares Americanos al tipo de cambio referencial de 2.150,00 Bs./US\$.

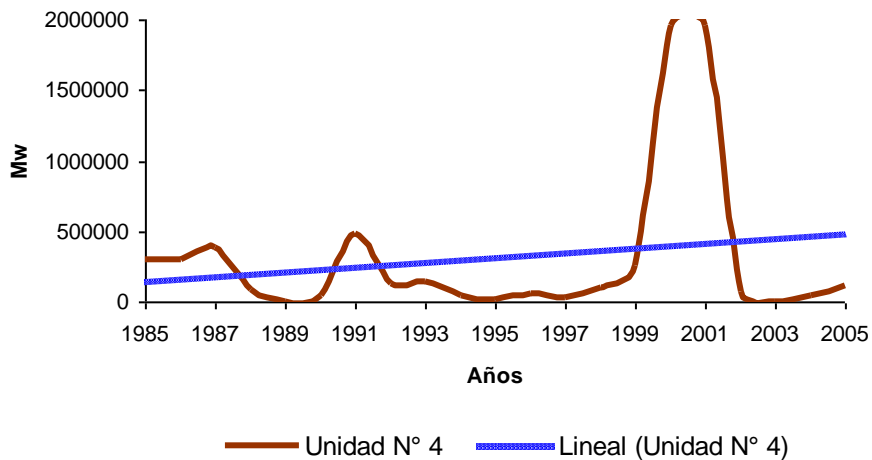
Figura 14: US\$ por Pérdida de Energía por paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri



V.1.6.1.1. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento en la Unidad 4

En la figura 15, se muestran para el caso de la unidad 4 dos curvas, la curva continúa representa de la energía perdida por indisponibilidad por mantenimiento y la curva segmentada muestra la tendencia. Esta última nos indica que la energía perdida por indisponibilidad por mantenimiento va en ascenso, producto de la necesidad incremental de las diversas intervenciones de la unidad 4.

Figura 15: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Mantenimiento de la Unidad 4



Entre los años 1987 y 1988 como se observa en la gráfica, la Unidad estuvo parada por reparaciones al tubo aspirador. En 1994 nuevamente se detiene la operación de la Unidad por reparación del baffle plate, anillos, rodete y tubo aspirador. Entre los años 1999 y 2001 se presentaron una serie de eventos que interrumpieron la actividad de la Unidad.

Desde el 29 de noviembre de 1999, hasta el 21 de diciembre de ese año, se inicio un overhaul tuvo una duración de 526,43 horas, el cual fue suspendido por un nuevo centrado del estator. Finalmente del 5 de enero del 2000, hasta el 12 de enero del 2002, se inicia nuevamente las actividades de overhaul a la turbina y demás componentes de la Unidad generadora.

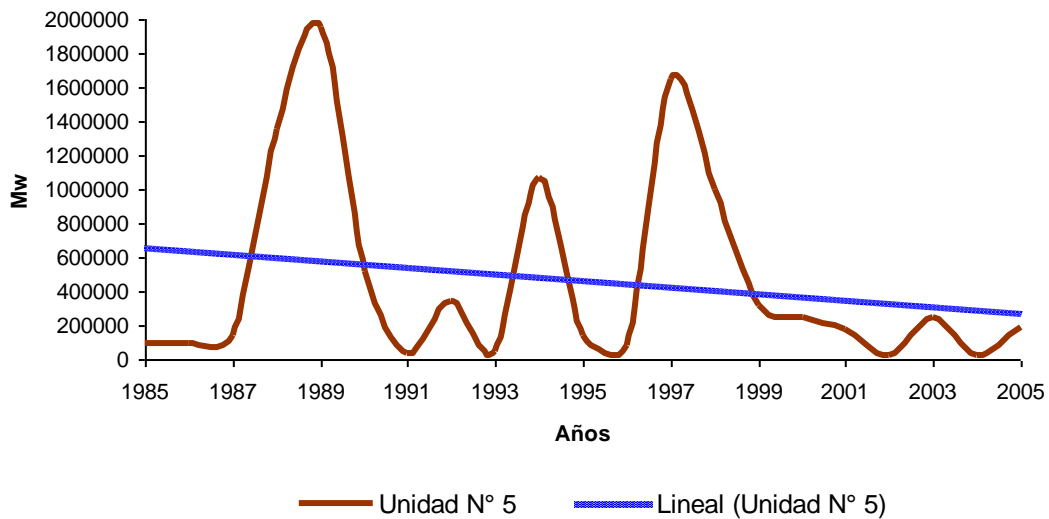
Las pérdidas promedios de energía de la unidad 4, se encuentran entre un valor promedio de 310.489,29 Mw hora, para el período de estudio 1985 - 2005 (20 años de data histórica), lo cual se traduce en una perdida monetaria de US\$. 2.406.292,03.

V.1.6.1.2. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento en la Unidad 5

Como se puede apreciar en la figura 16, la unidad 5 ha sufrido diversas intervenciones por mantenimiento, que nos muestran ciertos picos de pérdidas por indisponibilidad de la Unidad, producto de largas intervenciones para sustentar su condición operativa con el consecuente aumento de su disponibilidad, mostrado a través de la gráfica de tendencia.

Entre 1987 y 1991 se produjo una elevada indisponibilidad de la Unidad por actividades de Mantenimiento. Durante los años 1991 y 1993, la Unidad estuvo parada por un período de 4.620,06 horas producto de los trabajos de reparación del baffle plate de la Unidad. Luego desde 1997 hasta principios de 1999, se realizó overhaul a la turbina y demás componentes de la Unidad, con una duración de 10.777,46 horas.

Figura 16: Gráfico de Energía pérdida por paradas de Mantenimiento de la Unidad 5

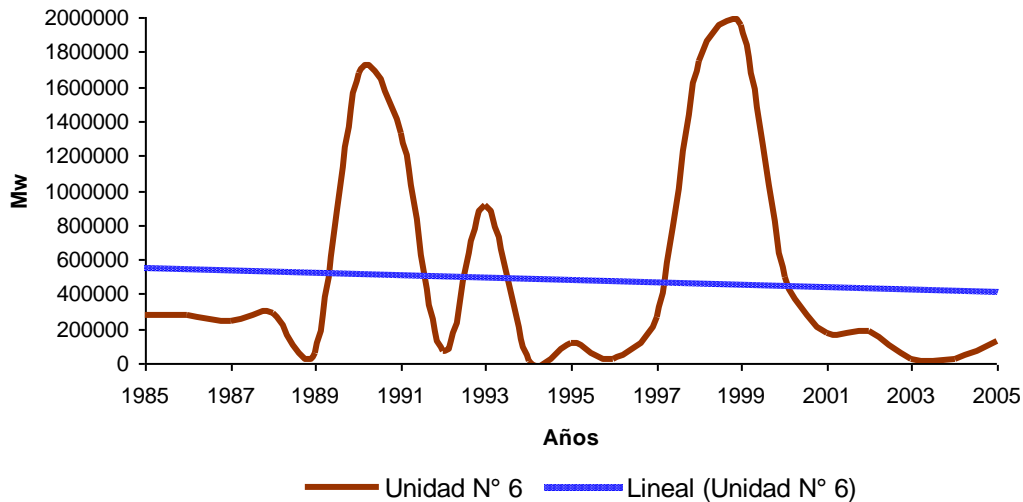


Las pérdidas promedio de energía de la unidad 5, se encuentran entre un valor promedio de 463.240,77 Mw hora, para el período de estudio 1985 - 2005 (20 años de data histórica), lo cual se traduce en una pérdida monetaria de US\$. 3.590.115,75.

V.1.6.1.3. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento en la Unidad 6

Como se observa en la gráfica figura 17, la unidad 6 ha tenido frecuentes paradas lo que ha generado una elevada pérdida energética por actividades de mantenimiento. El 21 de diciembre de 1989, se inicia mantenimiento anual a la Unidad y reparación del rodete, tomas y tubo aspirador, el cual finalizó el 04 de septiembre de 1990, manteniendo la Unidad por 13.455,55 horas fuera de servicio. Entre los años 1997 y 1998 se realizó overhaul a la turbina de la Unidad 5 que mantuvo la Unidad fuera de servicio por 10.783 horas.

Figura 17: Gráfico de Energía pérdida por paradas de Mantenimiento de la Unidad 6

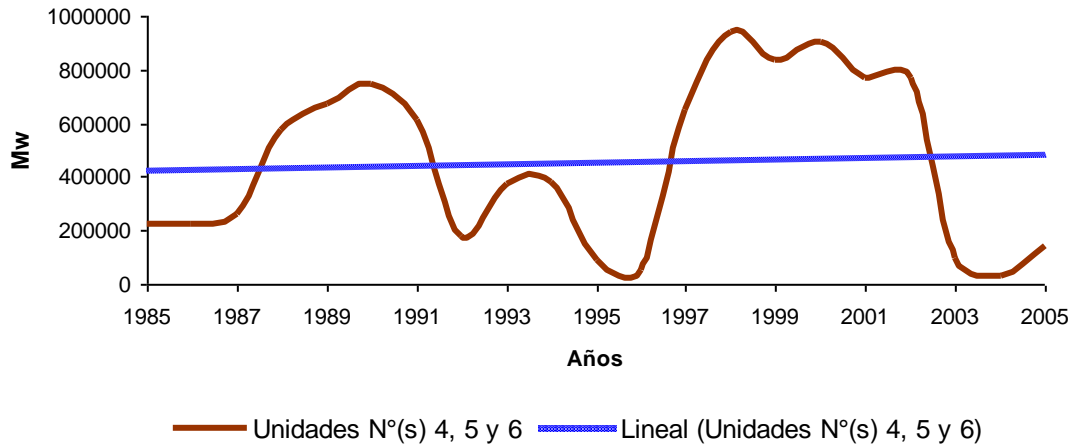


Además se observa una elevada indisponibilidad en 1997 por causa de cambio del transformador. En 1998 se efectúa overhaul de la turbina con resultados satisfactorios que modificarán la tendencia con una pequeña disminución en la pérdida de energía de esta Unidad. Las pérdidas promedio de energía de la Unidad 6, se encuentran entre un valor promedio de 490.339,30 Mw hora, para el período de estudio 1985 - 2005 (20 años de data histórica), lo cual se traduce en una pérdida monetaria de US\$. 3.800.129,55.

V.1.6.1.4. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6

En la figura 18 se muestra la pérdida de energía del grupo de unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I, cuya indisponibilidad ha sido generada debido a actividades de mantenimiento realizadas dado que durante este período se realizaron overhaul y reparaciones a diferentes componentes de las Unidades.

Figura 18: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Mantenimiento de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I



La línea de la tendencia nos indica que las pérdidas de energía de este grupo va en ascenso, lo cual se corresponde con el comportamiento esperado, producto de la operación continua y la obsolescencia de las Unidades.

Las pérdidas promedios de energía del grupo de unidades 4, 5 y 6, se encuentran entre un valor promedio de 453.545,43 Mw hora, para el período 1985 - 2005 (20 años de data histórica), lo cual se traduce en una perdida monetaria de US\$. 3.514.977,14.

V.1.6.2. Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia.

Para el desarrollo del estudio de pérdidas de energía por paradas de emergencia, se tomaron los datos de la indisponibilidad por falla o avería de las Unidades. Este evento resulta de fallas o averías que presentan las Unidades generadoras, las cuales no pueden ser solventadas sin sacar el equipo de funcionamiento. Los datos correspondientes para el período de 1985 - 2005 (20 años de data histórica), se muestran en la siguiente tabla:

Cuadro 7: Energía Perdida por paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri

Und	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora
4	3.516,26	5.079,05	922.238,00	1.679.111,00	195,35	6.641,83	68.567,10	33.104,30	27.544,10	21.292,90
5	144.752,90	4.102,31	0,00	0,00	337.561,00	13.479,00	24.613,80	39.176,60	9.962,75	24.418,50
6	390,67	0,00	4.493,00	12.732,4	0,00	9.962,75	18.948,80	26.248,30	174.446,00	84.390,30
Total	114.669,30	3.125,57	308.845,00	563.948,00	112.520,00	9.962,75	37.311,50	32908,40	70.716,00	43.367,30
1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora	Mw/hora
9.376,70	627.022,00	181,29	50.204,40	0,00	0,00	0,00	1.758,13	6.641,83	125.169,00	12.893,00
34.381,20	57.002,00	9.962,75	67.395,10	12.502,30	19.784,2	25.981,30	3.906,96	195,35	9.206,51	7.813,92
36.334,70	561.009,00	39.069,60	6.837,18	0,00	58960,8	117.013,00	1.367,44	17.386,00	63.466,20	2.148,83
26.762,70	415.077,00	76.771,80	41.413,80	4.102,31	26248,3	47.664,90	2.344,18	7.423,22	65.816,80	7.618,57

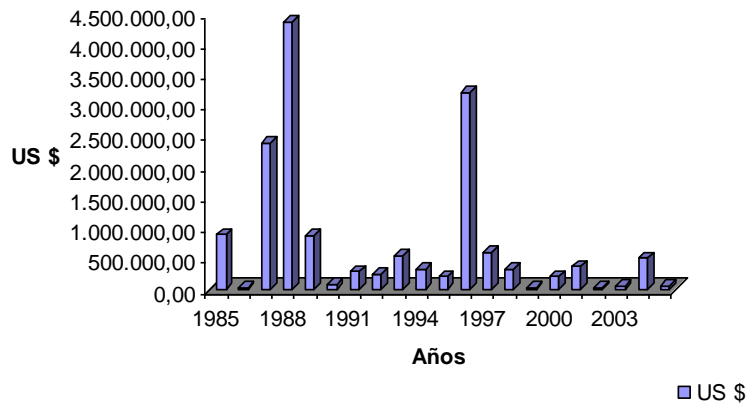
Cuadro 8: US\$ por Energía Perdida por paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri

Und	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
4	2.345.103,50	2.345.103,90	3.020.324,27	657.335,05	36.334,73	280.080,20	3.719.767,78	979.171,15	1.153.627,61	381.514,64
5	729.724,50	729.722,45	1.099.125,52	10.488.516,97	15.139.470,00	4.013.473,50	245.259,41	2.641.484,95	390.598,33	8.328.222,45
6	2.189.165,75	2.189.167,36	1.919.684,80	2.237.671,74	466.295,68	13.025.999,99	10.308.465,12	546.514,13	7.042.881,44	77.211,30
Total	1.754.662,00	1.754.664,57	2.013.549,51	4.461.680,62	5.214.033,47	5.772.679,91	4.758.335,42	1.389.056,74	2.862.873,78	2.929.487,45

1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
80.239,19	429.620,83	225.578,10	723.666,67	1.951.477,68	15.180.948,00	15.139.470,00	576.813,81	36.334,73	341.571,33	928.049,48
1.061.276,85	652.780,76	12.794.366,10	7.709.018,12	2.422.315,20	1.877.883,27	1.371.635,98	143.824,97	1.933.310,32	182.171,38	1.438.249,65
858.407,95	151.809,48	2.080.163,18	13.487.753,82	15.139.470,00	3.886.322,69	1.361.038,35	1.465.500,70	148.366,81	215.569,46	1.005.260,79
666.136,68	411.403,69	5.033.873,78	7.306.308,22	6.503.916,31	6.981.717,99	5.957.381,45	5.957.381,45	725.180,61	245.931,36	1.114.264,93

Nota: El costo del megavatio hora se calculó en función de 17.670,00 Bs/MwHora. Este precio incluye todos los costos operativos de CVG EDELCA para la comercialización de la energía generada. No se toma en cuenta el precio de venta, por incluir otros factores, tales como la utilidad, los cuales no son aplicables para los fines de una evaluación interna dentro de esta empresa. El costo total por año presentado en esta tabla se llevo a su equivalente en Dólares Americanos al tipo de cambio referencial de 2.150,0 Bs./US\$.

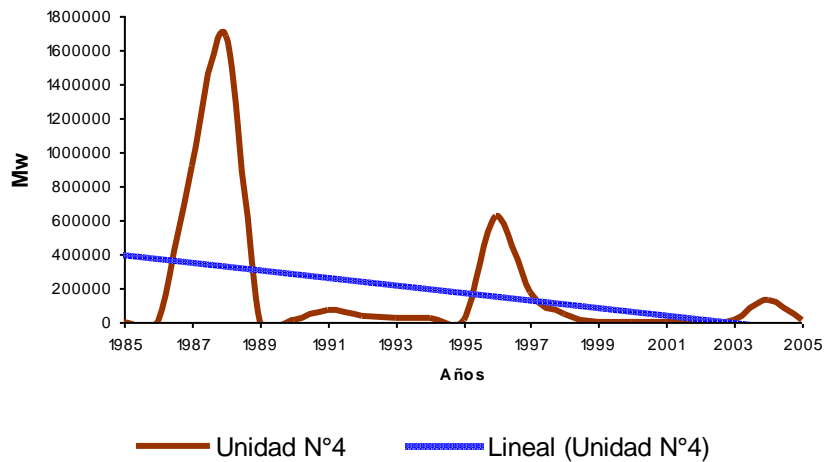
Figura 19: US\$ por Pérdida de Energía por paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri



V.1.6.2.1. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia de la Unidad 4

Como se puede observar en la figura 20, la pérdida de energía de la Unidad 4 se ha visto influenciada por dos eventos significativos que marcaron su trayectoria en el tiempo. El primer evento fue el 12 de julio de 1987, hasta el 9 de noviembre del mismo año, donde la Unidad 4 se mantuvo parada por un período de 11.665 horas producto de una fuga de agua en la puerta de visita del rodete. Luego en 1996 se produjo falla en los cabezales de las bobinas del generador, este evento mantuvo la Unidad 1359 horas fuera de servicio.

Figura 20: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Emergencia de la Unidad 4

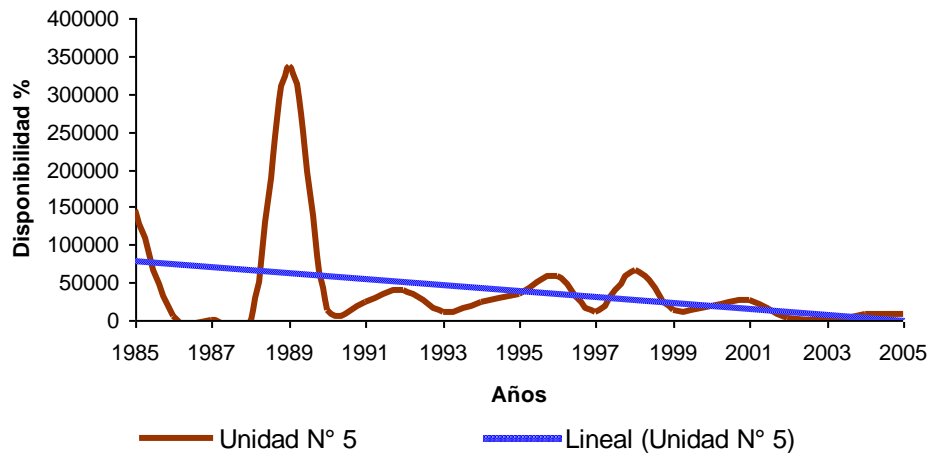


Las pérdidas de energía por emergencia de la Unidad 4, se encuentran entre un valor promedio de 180.078,00 Mw hora, para el período 1985 - 2005 (20 años de data histórica), lo cual se traduce en una perdida monetaria de US\$. 1.395.604,54.

V.1.6.2.2. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia de la Unidad 5

La indisponibilidad de la Unidad 5 por paradas de emergencia ha disminuido a través del tiempo debido a los frecuentes trabajos de mantenimiento, como se observa en la figura 21, la curva de la tendencia muestra una disminución en la pérdida de energía de esta Unidad.

Figura 21: Gráfico de Energía Pérdida por paradas de Emergencia de la Unidad 5



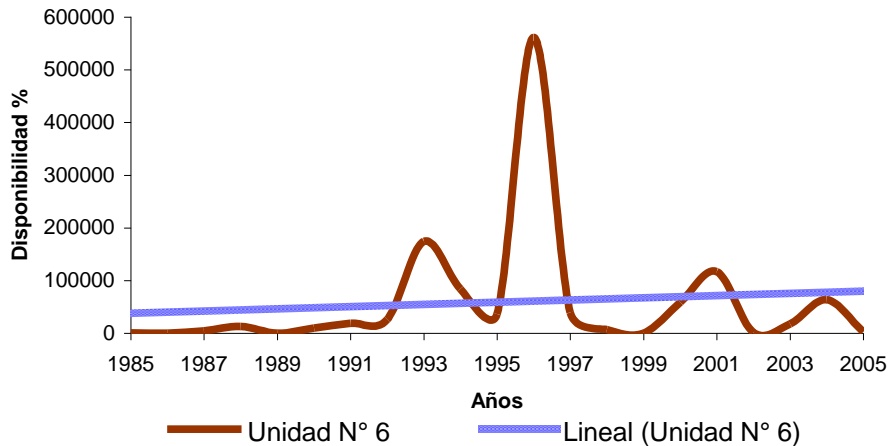
Las pérdidas de energía por emergencia de la Unidad 5, se encuentran entre un valor promedio de 40.295,18 Mw hora, para el período 1985 - 2005 (20 años de data histórica), lo cual se traduce en una perdida monetaria de US\$. 312.287,60.

V.1.6.2.3. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia de la Unidad 6

La Unidad 6 ha sufrido varios eventos a lo largo de 20 años que ha ocasionado

que esta quede fuera de servicio por fallas o averías en su sistema. El 05 de septiembre de 1993, hasta el 27 del mismo mes, la Unidad N° 6 presentó una falla en el generador (ruido) y se inspeccionó. Se encontraron 2 polos dañados en el estator.

Figura 22: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Emergencia de la Unidad 6

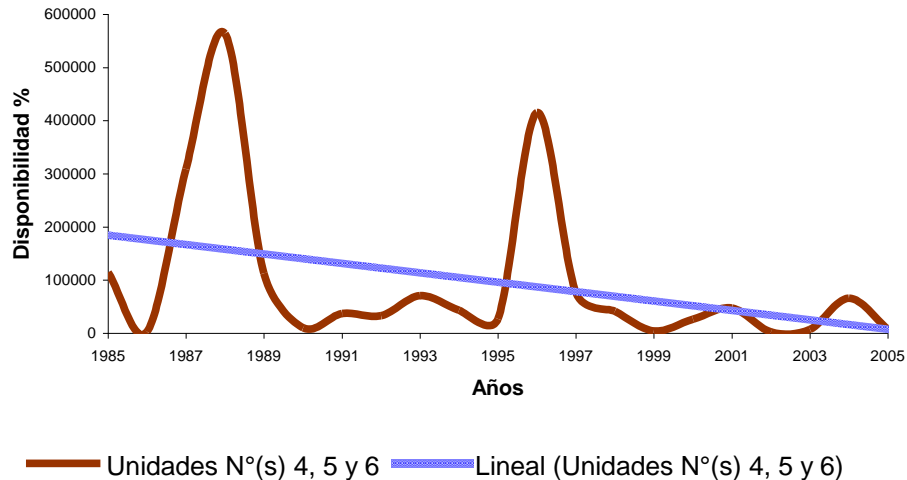


Seguidamente en el año 1996 falla nuevamente el generador, dejando la Unidad 2.111 horas fuera de servicio. Como se puede observar en la figura 22, la curva de tendencia indica un aumento en la pérdida de energía de esta Unidad, por cuanto se observan frecuentes averías en la operación de la misma desde 1991 hasta el presente año. Las pérdidas de energía por emergencia de la Unidad 6, se encuentran entre un valor promedio de 58.819,32 Mw hora, para el período 1985 - 2005 (20 años de data histórica), lo cual se traduce en una pérdida monetaria de US\$. 455.849,74.

V.1.6.2.4. Estudio de Pérdidas de Energía por Paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6

En esta gráfica se puede observar que estas Unidades han sufrido muchas paradas por averías o fallas producto del desgaste de algunos componentes. Durante el período de muestra (20 años de data histórica), las Unidades 4, 5 y 6 han estado fuera de servicio por períodos significativos, ya que como se observa en la figura 23, la gráfica muestra varios picos elevados de pérdidas de energía por paradas de emergencia del grupo de Unidades.

Figura 23: Gráfico de Energía Perdida por paradas de Emergencia de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I



El deterioro y obsolescencia en algunos componentes de la Unidad ha sido factor clave en las frecuentes paradas de emergencia que ha sufrido la misma, pues a medida que transcurre el tiempo estos van aumentando, colocando la operación de la Unidad en riesgo para la Planta.

Las pérdidas promedio de energía por emergencia del grupo de Unidades 4, 5 y 6, se encuentran entre un valor promedio de 96.124,62 Mw hora, para el período 1985 - 2005 (20 años de data histórica), lo cual se traduce en una pérdida monetaria de US\$. 744.965,82.

V.2. Estudio Técnico

V.2.1. Evaluación global del estado de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri

De acuerdo a los resultados de la evaluación global del estado de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, seguidamente se muestran las acciones necesarias con el fin de garantizar una explotación óptima y una vida útil máxima,

indicando los equipamientos que van de la turbina a las barras aisladas, pasando por el tablero de excitación y el gobernador.

Las recomendaciones que se presentan aquí se basan en las observaciones realizadas durante las inspecciones realizadas en 2004, así como en las informaciones recogidas en los distintos informes y diagnósticos emitidos hasta la fecha.

A partir de las observaciones realizadas y las informaciones recogidas se constata que el generador actual limita la potencia que puede entregar la turbina. La cantidad de agua disponible y los caudales necesarios para las unidades existentes y las unidades en curso de reparación representan también una limitación al aumento de potencia de las turbinas de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.

En efecto los datos de producción de los últimos 20 años muestran que la potencia adicional esta disponible menos del 20% del tiempo. Los componentes mecánicos de la turbina, que se diseñaron para una potencia máxima de 270 MW, también limitan la adición de potencia. Finalmente, las condiciones actuales de operación son desfavorables para el trazado elegido por Hitachi en 1974. Estas condiciones desfavorables generan un bajo rendimiento, falta de flexibilidad, problemas de cavitación e inestabilidades. En este contexto, la opción más interesante resulta la compra de un nuevo rodete con eficiencia elevada y concebido específicamente para las condiciones actuales. Esta opción permite maximizar la producción minimizando, al mismo tiempo, las intervenciones sobre la unidad.

Los cálculos realizados por el software de concepción ALTHY, demuestran que el generador actual podría pasar de 230 MVA a 280 MVA con sólo sustituir el bobinado estatórico. Esto permitiría conservar las barras aisladas, los transformadores de potencia (a excepción del unidad 5) y los transformadores de excitación. Sólo se deben prever ciertos trabajos de mantenimiento importantes y la sustitución de los tableros de excitación.

Por lo tanto, con el fin de maximizar los rendimientos el grupo de evaluación y diagnóstico recomienda realizar los siguientes trabajos sobre las Unidades 4, 5 y 6.

V.2.2. Características actuales

V.2.2.1. Generador

Fabricante:	Mitsubishi/Toshiba
Potencia aparente:	230 MVA
Tensión nominal:	18 kV
Factor de potencia:	0,95
Frecuencia:	60 Hz
Velocidad:	120 RPM
Corriente de excitación:	1.470 A
Tensión de excitación:	440 V
Calentamiento del estator:	60°C
Calentamiento del rotor:	60°C
Temperatura ambiente:	40°C
Clase de aislamiento:	B (130°C)

V.2.2.2. Turbina

Fabricante:	Hitachi
Potencia nominal:	303.000 HP 367.000 HP (métricos)
Caída nominal:	92 m 107 m
Rendimiento máximo garantizado de origen:	94,5%
Rend. con P _{máx.} garantizado de origen:	92,2%

Diámetro de salida: 5.570 mm

Velocidad nominal: 120 RPM

V.2.2.3. Barras aisladas

Fabricante: SIMEL

Tipo: Con fases aisladas

Aislamiento: Aire sin contacto directo con el exterior

Corriente nominal: 9.000 A

Tensión nominal: 18 kV

Frecuencia: 60 Hz

Nivel de aislamiento: 50 kV, 1 minuto 50 Hz

110 kV, onda de choque

1/50 μ s

V.2.2.4. Sistema de excitación

Transformador de excitación

Fabricante: Mitsubishi

Tipo: Sec, AFWF, c/ circulación de azote. Aislamiento clase H

Potencia: 2.200 kVA

Tensión primaria: 18 kV, 110 kV BIL

Tensión secundaria: 680 V

Conexión: Dd0d0

Tablero de excitación

Fabricante: Mitsubishi

Corriente nominal: n/d

Corriente de corta duración: n/d

Tensión nominal: n/d

Tensión máxima: n/d

Disyuntor de campo

Fabricante: Mitsubishi

Tipo: DBF-4D

Corriente nominal: 4.000 A

Tensión nominal: 500 V

V.2.2.5. Transformador de potencia

Unidades 4 y 6

Fabricante: ASEA

Tipo: Aceite aislante,
OFAP, CPSC lado AT

Potencia: 265 MVA

Tensión primaria: 400 kV

Tensión secundaria: 18 kV

Conexión:	Yd1
Impedancia con V e I nominales:	11,0%

Unidad 5

Fabricante:	ASEA
Tipo:	Aceite aislante, OFAP, CPSC lado AT
Potencia:	420 MVA
Tensión primaria:	400 kV
Tensión secundaria:	18 kV
Conexión:	Yd1
Impedancia con V e I nominales:	15,9%

V.2.2.6. Gobernador

Fabricante:	Hitachi
Tipo:	EF Electro-hidráulico compartimentado
Rango de operación:	50 a 60 Hz
Presión de operación:	45 kg/cm ²
Cantidad de aceite:	6.200 litros

V.2.3. Evaluación de los sistemas

V.2.3.1. Parte Eléctrica

V.2.3.1.1. Devanado del estator

El devanado de estator, que data de 1974, limita actualmente la potencia que puede generar la turbina a 230 MVA o 218 MW. Además, según los ensayos realizados en el año 2000, el arrollamiento muestra señales de envejecimiento, lo que es totalmente normal para una tensión de explotación de 18 kV.

Las descargas parciales en las ranuras, aumentadas dos veces a causa del deterioro del contacto entre el revestimiento semiconductor y la ranura, representan una degradación normal para este tipo de arrollamiento después de 30 años en operación. Esta forma de degradación se encuentra a menudo en los arrollamientos cuyas barras se insertaron sin un sistema de seguimiento (o follow up) de las dilataciones diferenciales cobre-acero, como encontramos aquí. Siempre es posible remediar estos problemas procediendo a la inyección de una capa semiconductor entre las barras y las ranuras. Esto puede prolongar la vida del bobinado pero no es posible garantizar una operación segura a largo plazo.

Además, según una inspección realizada en 2000, el sistema de fijación radial está defectuoso en un 35% de las ranuras. Debido a la longitud de la parte derecha, es importante que la fijación sea rígida con el fin de retener las barras existentes y evitar vibraciones que pueden gastar las barras de manera prematura. Por lo tanto, es necesario instalar un sistema con resortes ondulados.

Los datos recogidos en campo permitieron simular el comportamiento del generador en función de la carga. Con ayuda del software de modelación ALTHY, se calibró el modelo con los puntos de operación en 222 MVA y en 216 MVA, con el fin de verificar si el generador se comportaba según los datos recogidos. La potencia máxima

calculada para el arrollamiento actual es, como la placa descriptiva lo menciona, de 230 MVA, con un factor de potencia de 0,95 para una clase de aislamiento B.

Debido al estado actual del devanado de estator, y con el fin de asegurar la fiabilidad a largo plazo, resulta recomendable reemplazarlo por otro nuevo que tenga una clase de aislamiento superior. La potencia recomendada es de 280 MVA. Con esta potencia no se deben cambiar ni modificar los equipamientos que forman parte del enlace con la red (barras aisladas, transformadores de potencia, transformadores de medida y protección, derivaciones a los tableros de excitación y a los servicios auxiliares, sistemas de excitación y tableros de neutro). El calentamiento previsto sería de 76°C para una temperatura ambiente de 40°C, es decir, muy por debajo del límite de la clase de aislamiento F, que es de 112°C para una tensión de 18 kV.

V.2.3.1.2. Núcleo magnético, carcasa y asientos

Según el estudio realizado por sobre el generador de la Unidad 4 de la Casa de Máquinas I, el circuito magnético no presenta problemas importantes. No obstante, se debe limpiar e inspeccionar el núcleo con el fin de confirmar su estado. Se tiene que prestar atención especial a las seis juntas verticales del núcleo debido a que, con el tiempo, los movimientos entre las secciones provocados por las vibraciones, o por la pérdida de rigidez de la junta, pueden causar la abrasión de la superficie, poniendo las chapas en contacto y creando así puntos calientes. Con el fin de limitar este efecto, algunos fabricantes instalan un papel aislante entre las secciones del núcleo.

También se debe verificar el estado de la carcasa y de las conexiones núcleo-carcasa con el fin de asegurarse de que no hay fisuras creadas con el correr del tiempo.

Durante las inspecciones realizadas se constató que las juntas entre la carcasa y las placas de los asientos estaban oxidadas. Sin embargo, la conexión no parecía soldada. Cuando se realice la reparación, será necesario asegurarse de que la carcasa pueda dilatarse libremente. Una conexión que se vuelve rígida puede provocar el “flameado” del circuito magnético en curso de operación.

V.2.3.1.3. Arrollamiento del rotor

Para una potencia de 280 MVA, el arrollamiento del rotor alcanzará, con una corriente de 1637 Acc, una temperatura de calentamiento del orden de 76°C, es decir, por debajo del límite de la clase actual de aislamiento. Para esta potencia se puede conservar el aislamiento de las bobinas polares. No obstante, será necesario proceder a una limpieza en profundidad del arrollamiento y a una inspección meticulosa de las barras amortiguadoras, que tuvieron problemas de recalentamiento en 1980.

V.2.3.1.4. Colector, mecanismo de escobillas y conductores de campo

Según los registros obtenidos, se hace un mantenimiento regular del compartimiento del colector, los anillos y las escobillas. Sin embargo, constatamos in situ que el desgaste de las escobillas no era uniforme y que algunas estaban conectadas al mismo punto sobre los conductores anulares.

El ajuste de la presión de los porta-escobillas actuales se hace de manera manual con ayuda de una cremallera. El desgaste no uniforme es producto de un ajuste inadecuado de los resortes o de un reemplazo parcial de las escobillas.

Con el fin de paliar este problema, es recomendable reemplazar los porta-escobillas de presión ajustable por otros de presión constante. De esta forma, se asegura el desgaste uniforme de las escobillas y se reduce al mínimo el mantenimiento.

Igualmente conviene conservar el mismo grado de los carbones y el mismo número de escobillas debido a que la película que se crea sobre los anillos colectores es uniforme (esto se constató en el generador de la Unidad 5). Incluso para 2000 Acc, la densidad de corriente sigue siendo aceptable, o sea de 11,7 A/cm². Por lo tanto, el calentamiento debería ser del mismo orden: 65°C a 70°C.

Los conductores de campo, que parten del tablero de excitación y que van a los conductores anulares, se deben limpiar e inspeccionar. Será necesario asegurarse de que pueden soportar el nivel de tensión impuesto por el nuevo tablero de excitación.

Para 2000 A, la densidad de corriente en los conductores de aluminio sigue siendo muy baja, es decir, de 83 A/cm².

V.2.3.2. Parte Mecánica

V.2.3.2.1. Eje

Los cálculos de los esfuerzos debidos a la torsión y al cizallamiento en el eje del alternador se hicieron para una potencia de 270 MW. En consecuencia, para 266 MW el esfuerzo resultante en el eje se mantiene dentro de los límites permitidos.

V.2.3.2.2. Araña de rotor y llanta

El par producido por la turbina se transmite al alternador por medio del eje, el soporte del rotor, la llanta y los polos. El punto débil en esta cadena es la unión entre la llanta y el soporte del rotor. En el diseño de Toshiba/Mitsubishi, la llanta está enzunchada al soporte del rotor por medio de un juego de llaves y resortes que permiten a dicha llanta dilatarse en función de las fuerzas centrífugas y la temperatura. Este mecanismo complejo se debe verificar meticulosamente con el fin de asegurarse de que se encuentre libre de fisuras creadas con el correr del tiempo.

Una medida dinámica del entrehierro en la parte superior e inferior del alternador permitirá comprobar el nivel de estabilidad de la llanta. El sistema de medida del entrehierro propuesto más abajo se instala contra la superficie interna del núcleo magnético y mide la distancia entre la cara de los polos y la superficie de los paquetes de bobinas. Una medida dinámica del entrehierro permite observar el comportamiento del rotor cuando gira en vacío y con carga.

V.2.3.2.3. Enfriamiento

En condiciones óptimas, el sistema de enfriamiento puede disipar una potencia de 3,82 MW mientras que las pérdidas del alternador son del orden de 3,62 MW. El sistema es suficiente aun con un enfriador fuera de servicio ya que una unidad de enfriamiento

puede disipar 320 kW. Para 280 MVA, las pérdidas totales aumentarán en 340 kW, lo que nos lleva a 3,96 MW, es decir, un poco más arriba que el límite actual del sistema.

En ocasión de nuestra visita pudimos constatar el estado de degradación de los enfriadores del Unidad 5. Una fuga importante en una de las 12 unidades de enfriamiento nos indica que se deberán adquirir unidades nuevas. Recomendamos la compra de enfriadores que tengan una capacidad de por lo menos 360 kW.

El problema de obstrucción de los conductos ya fue objeto de un estudio en octubre de 2003 para la Central Guri II. Allí se dan ciertas soluciones posibles. La primera apunta a estudiar el comportamiento natural de los contaminantes (bacterias u hongos) para luego eliminarlos directamente en la fuente. La segunda solución propone la instalación de un sistema de ozonización debido a que los contaminantes que se introducen en los sistemas de enfriamiento podrían ser eliminados al entrar en contacto con el ozono.

Otra manera de paliar el problema de obstrucción es aumentar la velocidad de flujo de 1,37 m/s a 3,04 m/s. Este método implica un aumento sustancial del caudal en los enfriadores, los tanques, la tubería y los filtros. Esta solución conlleva un aumento de las pérdidas y de la erosión en todos esos componentes, el reemplazo de las bombas y de la alimentación eléctrica de estas últimas. Por consiguiente, esta solución no resulta viable desde el punto de vista económico.

V.2.3.2.4. Cojinete de empuje y cojinete

La temperatura actual de operación de los cojinetes es normal para este tipo de máquina. El reemplazo del rodete modificará ligeramente el empuje axial y, en consecuencia, la temperatura del cojinete de empuje. Durante dicho reemplazo, será necesario exigir al fabricante los valores máximos de empuje axial y de velocidad de embalamiento.

V.2.3.3. Instrumentación

No es posible verificar el estado de los distintos instrumentos instalados en la unidad

sin desarmarlos. Por lo tanto, recomendamos efectuar una calibración de los instrumentos existentes y sustituir aquellos que están averiados.

Además, se sugiere la instalación de un sistema permanente para medir el entrehierro. Este sistema, además de medir el entrehierro de manera dinámica, permite representar gráficamente en todo momento la forma del rotor y del estator así como su redondez y excentricidad. El sistema consiste en 16 sensores instalados en la superficie interna del estator, ocho en la parte superior y el resto en la inferior, un sistema de adquisición y un software de interfaz hombre-máquina que permite manipular los datos de forma gráfica. Esta herramienta permite también el análisis de vibraciones.

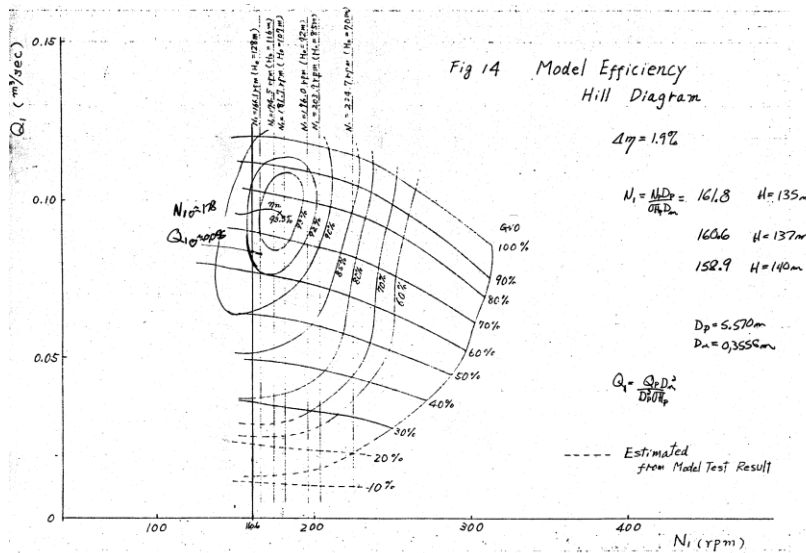
V.2.3.4. Rodete hidráulico

V.2.3.4.1. Condiciones de operación

Los rodetes hidráulicos se diseñaron originalmente para una caída nominal de 92 m, considerando una caída mínima de 70 m y una máxima de 107 m. Más tarde, se aumentó en 40 m, alcanzando así un valor nominal de 132 m. La operación actual se sitúa alrededor de 136 m, con un máximo de 147 m. Según el ensayo modelo TM-1174059-I, las características óptimas de funcionamiento se sitúan a 75% de la abertura con una caída neta de 112 m. En ese caso, las turbinas pueden entregar 260 MW, para un caudal de 245 m³/s, lo que representa un rendimiento prototipo de 95,2%. Según ese mismo ensayo, con un salto neto de 137 m y en el 100% de la abertura, las turbinas pueden entregar 461 MW, para un caudal de 345,5 m³/s y un rendimiento de 90,9%. La parte eléctrica de la unidad limita actualmente la potencia de la turbina a 225 MW. Según la figura 310Q380-477, que es una transposición de la colina modelo para grandes caídas, la abertura resulta de 50,4% con una caída de 136m y un rendimiento prototipo de 91,4%. Al observar la colina modelo, se puede constatar que el punto de operación máximo actual se sitúa debajo y a la derecha de la cumbre de la colina de rendimiento. Esta situación representa una explotación totalmente inadecuada de un rodete hidráulico, ya que no permite aprovechar la meseta de rendimiento que se encuentra alrededor de la cumbre. Además, el rodete queda expuesto a un riesgo más elevado de cavitación de entrada del lado extradós

(causada por la caída elevada) y el conjunto de la unidad corre el riesgo de sufrir inestabilidades causadas por la operación con carga parcial.

Figura 24: Gráfico de condiciones de operación del rodete de una unidad generadora



A pesar de las condiciones de operación desfavorables, el rendimiento esperado de la turbina es de 91,4%. Según pruebas realizadas en el lugar mediante un caudalímetro acústico, el rendimiento de la turbina sería de solamente 84,24%, es decir, una diferencia cercana a 7%. Esta divergencia nos parece muy elevada. Aunque la turbina diste mucho de sus condiciones de origen, tal divergencia con relación a la colina modelo debería ser perceptible incluso con un ensayo de índice. La potencia máxima, así como la forma de la curva de rendimiento, deberán resultar afectadas. Sin embargo, en los ensayos de puesta en servicio se alcanzó la potencia máxima y se respetó la forma de dicha curva. El caudalímetro acústico puede ser muy preciso pero requiere una calibración que esté en función de sus condiciones de instalación. Como los datos disponibles son insuficientes para correlacionar la medida acústica, es necesario ser muy prudentes sobre la interpretación de este déficit de rendimiento. Si se desea realizar un análisis económico de rehabilitación en base a esta divergencia de rendimiento, es esencial validar la calibración del caudalímetro. A falta de tal validación, es preferible considerar los rendimientos esperados como base de comparación.

V.2.3.4.2. Cavitación

El aumento de 40 m de la caída neta después de la puesta en servicio de la turbina, debe provocar un incremento de la cavitación de entrada. El ensayo modelo no indica los límites de esa cavitación sobre la colina. Sin embargo, sabemos que el límite de cavitación de entrada del lado extradós se sitúa ligeramente a la izquierda de la cumbre de la colina de rendimiento. Con la cumbre en 112 m, es posible predecir un aumento de los daños en la entrada de los rodets después de la elevación de la presa. Los datos recogidos sobre la cavitación lo confirman. En la información disponible hasta 1988, las zonas de cavitación están limitadas al borde de salida y al lado extradós, cerca del borde de fuga. En la información de 1988 y las subsiguientes, aparecen nuevas zonas cerca del borde de entrada en las uniones álabe-corona y álabe-techo del rodete. La garantía de cavitación de origen era de 4,375 g/h sobre una base de 8.000 h, lo que es muy elevado. El código CEI recomienda un índice de erosión comprendido entre 0,6 y 3,0 g/h, en función de las condiciones de operación. En el caso de una garantía de ausencia de cavitación, el índice debe ser inferior a 0,15 g/h. Los índices observados en la Central Guri I van de 0,5 a 2,42 g/h. Por lo tanto, se puede constatar que los índices de erosión son importantes.

V.2.3.4.3. Vibración/Fluctuación

El informe ITES-89114, elaborado por el Centro de Investigaciones Aplicadas de CVG EDELCA, presenta los resultados de las mediciones de fluctuación de presión efectuadas en el Unidad 5 en 1989. Es posible apreciar fluctuaciones muy elevadas en la cubierta superior; de medianas a elevadas en la caja espiral y relativamente elevadas en el tubo aspirador. Sobre el eje de la turbina también se observa una vibración elevada, 0,360 mm (12 mils).

Cuadro 9: Mediciones de fluctuación de presión en la Unidad 5

Fluctuación de presión (m)	Sin aire	Por el cubierta superior	Por el tubo aspirador
Fondo superior	26 m	7 m	14 m
Cámara espiral	11 m	13 m	13 m
Tubo aspirador	9 m	6 m	9 m

Aunque el informe del Centro de Investigaciones Aplicadas de CVG EDELCA, no incluye el análisis en el dominio de la frecuencia de las señales medidas, por lo resulta más difícil encontrar el origen de las fluctuaciones, se puede observar rápidamente de las señales en el dominio del tiempo, que los fenómenos se producen a frecuencias superiores a la velocidad de rotación del rodete. Ésta gira a $f_0=2$ Hz, cuenta con 16 álabes y el distribuidor con 24 paletas directrices. Esta configuración es propicia para que se desarrollen frecuencias naturales sobre varios métodos que combinan los factores de 16 y 24. La vibración del eje y la fluctuación en la caja son de 20 Hz ($10f_0$). Las fluctuaciones en el cubierta superior se encuentran en aproximadamente 124 Hz ($64f_0$) y las fluctuaciones en el tubo aspirador en torno a 8 Hz ($4f_0$). Para los puntos de operación con carga parcial, las fluctuaciones de la antorcha en el tubo aspirador se sitúan entre 0,2 y 0,3 f_0 , es decir, 0,4 a 0,6 Hz para el caso que nos atañe. Resulta evidente que el tubo aspirador no es la fuente principal de las vibraciones. En consecuencia, la adición de aire no modifica la resonancia con la antorcha. Por otra parte, puede constatarse que sólo las fluctuaciones en el cubierta superior sufren una reducción importante precisamente cuando se le inyecta aire. Por lo tanto, se llega a la conclusión de que los unidades 4, 5 y 6 sufren vibraciones y fluctuaciones de presión pero que éstas no son causadas por los fenómenos hidráulicos en el tubo aspirador. Es probable que estos fenómenos tengan su origen en una interacción entre el distribuidor y el rodete.

V.2.3.4.3. Patrón de utilización

Al observar los datos de operación de 1974 a 2004, se constata que las unidades 4, 5 y 6 estuvieron parados alrededor de 32,3% del tiempo, comparativamente a una media de 30,5% en Guri I y 22,3% en Guri II. Esos tiempos de parada se reparten entre el mantenimiento programado (17,9%), las paradas de urgencia (3,5%) y las horas en que las unidades se encuentran disponibles sin estar en operación (10,9%). La divergencia con los valores medios de las 2 centrales se atribuye, principalmente, a los mantenimientos programados (2 a 8%) y, en menor medida, a los períodos de disponibilidad (0 a 2%). Además, los límites de operación actuales ofrecen poca flexibilidad. Debido a que el límite de operación está por debajo de la cumbre de la colina, la curva de rendimiento no presenta la meseta que ofrece habitualmente una

flexibilidad de operación por encima de un rendimiento aceptable. La operación con carga parcial también puede crear un funcionamiento inestable. En consecuencia, se es posible constatar que los unidades 4, 5 y 6 ofrecen actualmente poca flexibilidad y que su utilización se debería limitar en comparación con otras unidades.

V.2.3.4.4. Potencial hidráulico del sitio

Las Unidades de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, presentan una caída neta entre 136 m y 147 m, con un mínimo extremo de 110 m. El nivel aguas arriba oscila entre 240 m y 271 m, mientras que aguas abajo el nivel se sitúa entre 122,5 m y 124,5 m. Debido a que el eje del distribuidor está a 120 m, se obtiene un calado de 2,5 m a 4,5 m. Este valor limita la elección de la potencia máxima del unidad debido a su impacto en la cavitación de salida. El riesgo de cavitación de salida se puede caracterizar con el término $\sigma_{zb}/Q11^2$.

σ_{zb} : Número de Thomas calculado en la parte inferior del álabe de la rodete.

$$\sigma_{zb} = [H_{atm} - H_{tv} - H_s + (Z_{dist} - Z_{inf_álabe})]/H_n$$

Q11: Caudal reducido para un salto de 1 m y un diámetro de 1 m

$$Q11 = Q / (D^2 \times \sqrt{H})$$

Las turbinas diseñadas durante los 10 últimos años presentan generalmente un valor $\sigma_{zb}/Q11^2$ entre 0,15 y 0,17. En raras ocasiones ese valor se encuentra cerca de 0,12. Con una caída de 136 m y abiertas al 100%, por lo que las turbinas de las Unidades 4, 5 y 6 podrían generar una potencia de 460 MW. Sin embargo el valor de $\sigma_{zb}/Q11^2$ se vuelve muy bajo ($\sigma_{zb}/Q11^2 = 0,10$). Por lo tanto, el riesgo de cavitación a plena carga resulta evidente. Sin embargo, para la potencia de origen garantizada por Hitachi (270 MW) el criterio de cavitación es totalmente aceptable con $\sigma_{zb}/Q11^2 = 0,21$.

Según una curva de caudal medio basada en los aportes promedios diarios entre 1950 y 2001, el caudal máximo que entra en el embalse de Guri es de 9.395 m³/s. En la actualidad, la capacidad total de la Planta Guri es de 7.786 m³/s antes de la modernización y de 8.236 m³/s después de la modernización completa de las Unidades de la Casa de Máquinas II. Si se clasifica esta curva media por ocurrencia, se constata

que la probabilidad de superar los 8.200 m³/s es inferior a 20%. Por lo tanto, puede comprobarse que la potencia adicional que se agregue a las Unidades 4, 5 y 6 se explotará menos de un 20% del tiempo. En este contexto, resulta interesante minimizar los costos de refección.

Durante las inspecciones realizadas se pudo comprobar que el rodete de la Unidad 4 no mostraba signos importantes de daños por cavitación debido a que fue reparada en 2002. Sin embargo, se pudo observar que las zonas de reparación y las de erosión se ajustaban a los datos de cavitación y al desgaste constatado en un rodete no reparado de la Unidad 3. Al igual que los pasajes hidráulicos, el rodete está cubierto con una bacteria de color marrón oscuro, dando la impresión de que está oxidada. En realidad, estos rodetes de acero inoxidable presentan muy pocos signos de corrosión. Por el contrario, el cono del rodete, que está fabricado con acero común, presenta una corrosión importante, pero normal para este tipo de equipamiento. Los rodetes no presentan fisuras aparentes a pesar de operar de manera frecuente con carga parcial. Por otra parte, la presencia de deflectores en el tubo aspirador nos hace pensar que la turbina sufre inestabilidades que podrían generar fenómenos de fatiga.

Como se mencionó anteriormente, la potencia esperada de los rodetes actuales es de 460 MW para una caída de 136 m. Sin embargo, la dimensión actual del eje limita la capacidad de la unidad a unos 270 MW (47,61 MPa en torsión). Por otra parte, es probable que la potencia máxima garantizada originalmente de 367.000 CV métricos (269,93 MW) sea la base de los límites mecánicos de toda la unidad.

Si se considera el bajo factor de utilización, los límites de cavitación y los límites mecánicos, hay poco interés en prever un aumento de potencia por encima de los límites mecánicos y eléctricos de la unidad. Por lo tanto, una potencia máxima de 266 MW (280 MVA con un FP de 0,95) permitiría optimizar la potencia de la unidad manteniendo, al mismo tiempo, un mínimo de modificaciones en el resto. A pesar de aumentar la potencia de la unidad, la turbina seguirá operando en una zona desfavorable cuando la carga sea parcial, con cavitación de entrada y sin meseta de rendimiento. Estos factores son suficientes para justificar la compra de un nuevo rodete hidráulico diseñado específicamente para las Unidades de la Casa de Máquinas I. Una unidad nueva puede tener un rendimiento máximo de 95% a 96%, lo que representa 3% a 4%

por encima del rendimiento máximo que indica el ensayo modelo del rodete actual. Además, una curva de rendimiento típica presenta un valor cercano a 92% para la potencia máxima, ofreciendo así un amplio margen de utilización con un elevado rendimiento. Si se considera esta potencia relativamente baja, ese nuevo rodete puede estar prácticamente libre de cavitación de entrada y de salida. Asimismo, al tener márgenes de operación más favorables, es muy probable que la turbina sea más estable.

Sin embargo, el reemplazo del rodete de una unidad existente exige la realización de verificaciones importantes con el fin de garantizar la ganancia de rendimiento esperada. En consecuencia, resulta primordial que el proveedor de la turbina realice un análisis numérico del flujo de su nuevo rodete en el marco de la unidad existente, caja y tubo aspirador completos, con el fin de validar el buen comportamiento de ese mismo marco con un nuevo rodete. Con igual criterio, los ensayos modelos deben resultar completamente homólogos (cámara, distribuidor, rodete y tubo aspirador). Por último, si la ganancia de rendimiento lo justifica, las ofertas de los proveedores de turbinas deben incluir propuestas opcionales para el reemplazo de las paletas directrices, la modificación de las paletas de entrada de agua y la modificación del tubo aspirador.

V.2.3.4.5. Pasajes hidráulicos

Las tres superficies de la caja, las paletas de entrada de agua y las paletas directrices están cubiertas con un depósito de color marrón muy oscuro, casi negro. Ese depósito, de origen bacteriano, no parece causar problemas de corrosión. Por otra parte, se observan muy pocos signos de óxido sobre las superficies de los pasajes hidráulicos. Sólo un ligero acabado tipo cáscara de naranja indica que las superficies fueron atacadas por el óxido. Es probable que esas superficies hayan sido arenadas y pintadas nuevamente durante el último mantenimiento importante efectuado en la unidad 4. También se observan fugas entre el conducto y el hormigón, cerca de la puerta de acceso de la caja espiral. Aunque las fugas no son importantes, es necesario establecer su origen y eliminarlas.

En el marco de una rehabilitación importante, habitualmente se realiza la inspección, la

reparación y el pintado de las superficies de los pasajes hidráulicos. En el caso de las unidades 4, 5 y 6, esos trabajos podrían evitarse si las superficies están aún en buen estado en el momento de la refacción. Una inspección con los proveedores de turbinas en el momento de los llamados a concurso permitirá concluir sobre la necesidad de realizar o no esos trabajos.

V.2.3.5. Pozo de turbina, anillo inferior y cubierta superior

El pozo de turbina en general parece en buen estado. No hay defectos aparentes, muy pocos signos de óxido y, exceptuando las fugas de aceite en el Unidad 5, el pozo está más bien limpio. Las caras de desgaste de los cubiertas del unidad 4 no presentan daños significativos. Sin embargo, los datos recogidos y los trabajos realizados en 1998 y 1999 en los cubiertas y en el anillo operación de la Unidad 5 muestran claramente que los cubiertas se movieron a partir de 1974. Aunque las medidas son muy diferentes, entre 0,8 mm y 1,4 mm, no resultan anormales después de 30 años de operación. Los trabajos correctivos que se realizaron son aceptables para la puesta en servicio de una unidad existente pero insuficientes en el marco de una reparación.

Por lo tanto, durante la refección de la unidad se deberá prever la inspección y mecanizado de los anillos inferiores y superiores, incluyendo las fijaciones de las paletas directrices, con el fin de respetar las normas actuales de alineación de una unidad turbina-alternador. El cojinete de la turbina y el sello del eje se deberán modificar o reparar a nuevo con el fin de adaptarlos a las especificidades del nuevo rodete y de garantizar su viabilidad a largo plazo. Por último, se deberán modificar y reparar, si es preciso, el revestimiento y las pasarelas del pozo de turbina.

V.2.3.6. Anillo operación

El anillo operación no presenta daños aparentes. Sin embargo, las paletas directrices presentan cierto desgaste y corrosión a lo largo de los puntos de contacto. Como en el caso del anillo inferior y la cubierta, los datos recogidos en el 98 y 99 también muestran un desgaste importante de los distintos componentes del anillo operación. Además,

cuando se reemplaza un rodete para aumentar el rendimiento, a menudo es necesario sustituir las paletas directrices.

Por lo tanto, con la reparación de las unidades se deberá prever el reemplazo de las paletas directrices. En ese momento, también se tienen que reemplazar los cojinetes y guías de bronce por cojinetes autolubrificantes adecuados. Finalmente, se deberán modificar el anillo operación y los servomotores con el fin de adaptarlos a las nuevas paletas directrices y al nuevo rodete.

V.2.3.7. Barras aisladas

Las barras aisladas tienen una capacidad de 9.000 A o 280 MVA a 18 kV, y de 1.200 A para las derivaciones (excitación, transformadores de tensión y equipamiento auxiliar). La nueva potencia del alternador no superará el límite de diseño de las barras. Por lo tanto, éstas se pueden conservar.

Se creó un cierto juego entre los aisladores y los conductores para permitir un movimiento de dilatación debido al calentamiento de los segundos en función de la carga que transportan. Si se supera la capacidad máxima de carga durante un período prolongado se pueden crear esfuerzos capaces de hacer estallar los aisladores. Cuando se realice la reparación del alternador es importante verificar el juego de cada aislador. Además, se deben limpiar y examinar el interior de la vaina, el conductor y los flexibles de cada fase.

La corriente que circula en cada flexible del lado del alternador es muy baja, del orden de 450 A para una potencia de 280 MVA. Cuando se examinaron los flexibles del lado del alternador en junio pasado, no se destacó ningún signo de recalentamiento. Las otras conexiones deberán ser objeto de una inspección visual y se tendrá que restaurar el par de sujeción original.

V.2.3.8. Sistema de excitación

No contamos con las características eléctricas del tablero de excitación. Sin embargo,

poseemos las relaciones de las placas descriptivas del transformador de excitación y del disyuntor de campo. Con esta información, es posible asumir que la corriente nominal que puede soportar un tablero equivalente es del orden de 2.300 Acc.

Para una potencia de 280 MVA y un factor de potencia de 0,95, la corriente de excitación permanece por debajo de los 2.000 Acc, es decir en 1.637 Acc. En consecuencia, no se debe prever ninguna modificación en el enlace tablero de excitación-rotor. El transformador de excitación y el disyuntor de campo se pueden conservar. El tablero de excitación se debe reemplazar por otro con tecnología más reciente y más eficaz debido a la cantidad de años en servicio y a la dificultad para encontrar piezas de repuesto. Como se menciona en la alternativa 3 del “Informe de evaluación de los sistema de excitación de la Central Guri”, preparado en 2004 por Hydro Québec International, se recomienda la instalación de un nuevo tablero para reemplazar el existente y conservar el disyuntor de campo así como el transformador de excitación.

Con el fin de mejorar el sistema, será necesario prever un dispositivo que permita la permutación de polaridad, lo que es primordial para la formación uniforme de una película de carbono sobre los anillos colectores. Ese dispositivo podrá instalarse entre el tablero de excitación y el del disyuntor de campo.

V.2.3.9. Transformador de potencia

El transformador del unidad 5 debe ser objeto de un estudio para determinar la potencia máxima que puede soportar. Es necesario consultar el fabricante puesto que la capacidad máxima de este transformador es 265 MVA, mientras que la carga que debe soportar es 280 MVA.

Los transformadores de las Unidades 4 y 6 tienen una potencia nominal de 420 MVA, por lo tanto, esa capacidad es ampliamente suficiente para el aumento de potencia propuesto.

V.2.3.10. Gobernador

Recomendamos conservar la parte de control hidráulico, palanca y cable. No obstante, se debe realizar el desmontaje, la reparación y el reemplazo de los componentes susceptibles de desgaste, como los rodamientos de bolas. Se debe reemplazar el reglaje electro-hidráulico existente, debido a los años en servicio y a la falta de piezas de repuesto, por un regulador digital PID con los accesorios correspondientes.

Cabe señalar que el análisis del estado de la corredera principal se basa solamente en ensayos de caudales de fuga que se realizaron sobre gobernadores similares. Dichos ensayos demostraron que la corredera está en buenas condiciones pero que necesita una buena limpieza. La amplitud real de los trabajos de reparación sólo se conocerá en el momento de desmontar e inspeccionar los componentes. Con el fin de reducir el tiempo de parada para las reparaciones, sería ventajoso considerar la adquisición de una nueva corredera principal para la primera unidad, aunque esto no es necesario si el unidad está parado durante un largo período.

La instalación de una unidad de filtración de aceite en la unidad de bombeo sería importante para aumentar la fiabilidad y vida útil de los componentes. Se debería considerar una reparación, o al menos una acción mínima, que incluya la limpieza de los tanques y componentes.

Se debe prever un programa de formación técnica (opcional) con el fin de capacitar al personal de EDELCA de manera que esté en condiciones de llevar a cabo las tareas de puesta en servicio, explotación y mantenimiento de los reguladores de velocidad.

V.2.3.11. Acciones a emprender

V.2.3.11.1. Turbina

- Reemplazar el rodete hidráulico de origen por una unidad nueva de 266 MW, que tenga una eficiencia máxima superior a 95% y que esté diseñada para funcionar bajo las condiciones nominales actuales.

- Reparar el eje de turbina, incluyendo nuevos pernos de acoplamiento.
- Modificar los ejes del alternador y turbina con el fin de incorporar un sistema de ventilación axial para nuevo rodete.
- Reemplazar las paletas directrices de origen por otras nuevas, adaptadas al nuevo rodete, con el fin de maximizar la ganancia de rendimiento.
- Modificar, si la ganancia de rendimiento lo justifica, las paletas de entrada.
- Modificar, si la ganancia de rendimiento lo justifica, el tubo aspirador.

V.2.3.11.2. Pasajes hidráulicos

- Arenar, inspeccionar, reparar (si es necesario) y pintar la tubería de alimentación.
- Arenar, inspeccionar, reparar (si es necesario) y pintar la caja espiral.
- Reparar el distribuidor anterior.
- Reparar el anillo descarte.
- Reparar el blindaje del tubo aspirador.
- Reemplazar las directrices (consultar las recomendaciones Turbina).
- Modificar, si es necesario, el tubo aspirador (consultar las recomendaciones Turbina).

V.2.3.11.3. Pozo de turbina, anillo inferior y cubierta superior

- Reparar el revestimiento del pozo de turbina.

- Modificar las pasarelas del pozo de turbina.
- Reparar el anillo inferior, la cubierta superior y los alojamientos de las directrices, el cojinete turbina y el sello del eje.

V.2.3.11.4. Anillo operación

- Modificar el mecanismo de válvulas para responder a las necesidades del nuevo rodete.
- Reparar los componentes del mecanismo anillo operación.
- Reparar y modificar los servomotores.

V.2.3.11.5. Gobernador

- Reemplazar el reglaje electro-hidráulico por un gobernador digital PID y los accesorios conexos.
- Conservar la parte de control hidráulico.
- Instalar una unidad de filtración.

V.2.3.11.6. Generador

- Reemplazar el devanado de estator por otro aislado para 155°C, para así aumentar la potencia a 280 MVA y el FP a 0,95.
- Limpiar los polos del rotor, verificar las barras amortiguadoras y la calidad del aislamiento. Inspeccionar el soporte del rotor con el fin de asegurarse de que no esté agrietado.

- Instalar los portaescobillas de presión constante en el compartimiento del colector.
- Limpiar e inspeccionar el núcleo magnético durante el reemplazo del bobinado del estator. Verificar el estado de las juntas. Asegurarse de que los asientos de la carcasa del estator aún están en condiciones de operar.

V.2.3.11.7. Instrumentación

- Instalar un sistema para medir el entrehierro.
- Calibrar los instrumentos existentes y reemplazar los que están defectuosos.

V.2.3.11.8. Sistema de excitación

- Reemplazar el tablero de excitación por un sistema moderno y comprar las piezas de repuesto.
- Conservar el transformador de excitación así como el disyuntor de campo.

V.2.3.11.9. Barras aisladas

- Conservar las barras aisladas.
- Limpiar los aisladores y asegurarse de que ninguno esté fisurado.
- Verificar las conexiones en las derivaciones, del lado alternador y del lado transformador.

V.2.3.11.10. Transformador de potencia

Para la unidad 5, verificar con el fabricante del transformador si éste se puede pasar de 265 MVA a 280 MVA mejorando el sistema de enfriamiento.

V.2.4. Beneficios de la Ejecución del Proyecto

Con la ejecución del proyecto se espera:

- Aumentar la energía firme.
- Aumentar la energía secundaria.
- Evitar pérdidas de energía por las altas indisponibilidades.
- Aumentar la disponibilidad.
- Aumentar la potencia ofertada.
- Disminuir los costos variables de mantenimiento.
- Disminuir los costos fijos de operación y mantenimiento.
- Aumentar la confiabilidad de Planta Guri.
- Mejorar las condiciones de trabajo y la situación general de Planta Guri.

Estas mejoras tienen una dimensión económica que se expresa en lo siguiente:

- Aumento en la energía firme.

Este efecto se logra gracias al aumento de eficiencia que proporcionan los nuevos rodets, el incremento en la eficiencia máxima promedio se ha estimado en 6% para las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Plata Guri, considerando la incorporación gradual de dichos incrementos de energía firme conforme al programa de intervención de previsto.

La consecuencia económica de estos incrementos en la energía firme constituye el

principal beneficio del proyecto de modernización, por lo tanto más adelante será cuantificado económicamente.

- Aumento en la energía excedente.

La energía excedente aumenta por el efecto combinado de tres elementos, en primer lugar por el aumento de la eficiencia, la cual aumenta la producción de todo el caudal turbinado por encima de la capacidad firme. Los otros dos elementos son la mayor capacidad de las unidades y la mayor disponibilidad, ambos aumentan la capacidad de generar en caso de altas hidrologías, aumentando en consecuencia la energía excedente.

- Pérdidas Evitadas de energía firme y excedente.

Conviene señalar que las ganancias de energía firme y las ganancias de energía excedente, parten de la premisa de que los niveles de energía generados actualmente por las centrales se mantienen constantes y que a medida que entran en operación las unidades con los nuevos rodets se empiezan a obtener las ganancias energéticas tanto en energía firme como en energía excedente.

No obstante, la reducción de la disponibilidad producto del deterioro de las unidades, traería como consecuencia una pérdida progresiva de la energía secundaria y de la energía firme capaz de generarse en las centrales, pérdidas que serían evitadas una vez ejecutado el proyecto.

- Aumento en la disponibilidad de la planta.

Con la ejecución del proyecto se espera aumentar la disponibilidad de la planta a partir de una reducción en la frecuencia de los ciclos de mantenimientos mayores a más de 5 años entre paradas, y de una reducción en la duración de tales mantenimientos a un promedio de 60 días.

Las proyecciones de disponibilidad que a continuación se muestran corresponden a información suministrada por la División de Mantenimiento de Planta Guri y forman parte del estudio económico.

Figura 25: Disponibilidad de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri

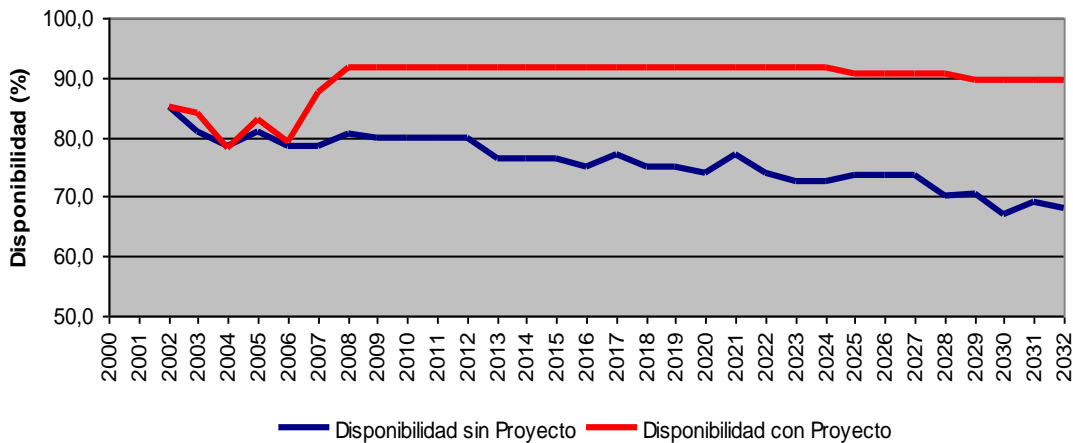
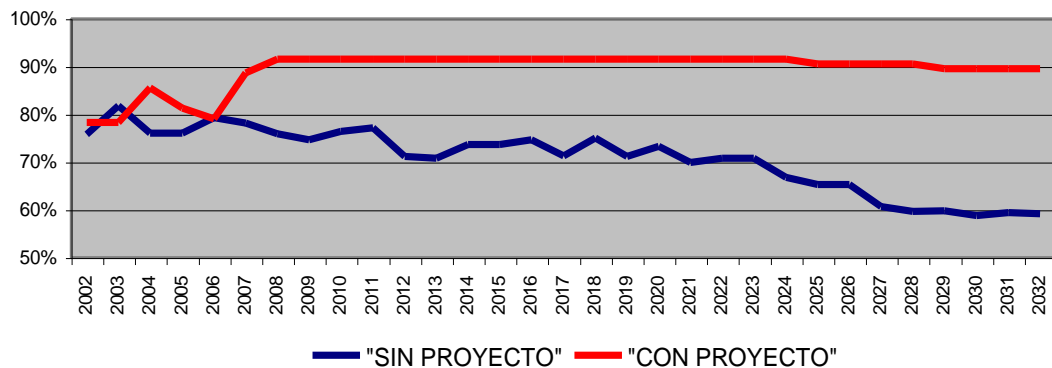


Figura 26: Disponibilidad Promedio de las Unidades de la Planta Guri



En las figuras 25 y 26 se evidencian claramente las mejoras esperadas en las disponibilidades promedio de Casa de Máquinas I de la Planta Guri, observándose que una vez ejecutado el proyecto, específicamente a partir del año 2008 permanecerían en niveles cercanos al 90%.

- Aumento de la potencia ofertada por las centrales.

La capacidad instalada de las centrales debe aumentar ya que los nuevos rodets

de las Unidades 4, 5 y 6 de la casa de máquinas I incrementarán su capacidad en el orden de 135 o 256 MW en conjunto, para las opciones de 280 MVA y 325 MVA, respectivamente.

De lo anterior se deriva que con la ejecución del Proyecto, aumentando la capacidad de Planta Guri también aumenta su capacidad de contribuir con la atención de la punta del Sistema Eléctrico Nacional.

- Disminución de los costos variables de operación y mantenimiento.

Una vez ejecutado el Proyecto no habría motivos para realizar los trabajos especiales de mantenimiento por desperfectos eléctricos y mecánicos señalados previamente, con lo cual, la ejecución del proyecto constituiría un beneficio derivado del ahorro de dichos costos.

- Disminución de los costos fijos de operación y mantenimiento.

Los estimados de los equipos técnicos de EDELCA señalan que con la modernización de los equipamientos, la reducción de los mantenimientos, la mejora en los procesos y en las condiciones generales de la planta se logrará una reducción en torno al 10% de los gastos generales de la central. Esta reducción representa un ahorro aproximado de 5 millones de US\$ con respecto a las condiciones actuales, y básicamente viene dada tanto por la reducción de los mantenimientos, como por la simplificación de las operaciones derivada de la modernización de los sistemas de protecciones, medición, instrumentación, supervisión y control e incluso del personal que opera y mantiene la planta.

- Aumento en la confiabilidad de Planta Guri.

La ejecución del proyecto introduce una mejora importante en la operatividad y la gestión de mantenimiento de la planta, y en consecuencia en su confiabilidad. Sin

embargo, sólo se considera con carácter cualitativo y no se incluirá en la evaluación económica la mejora por este concepto.

- Mejora en las condiciones de trabajo y en la situación general de la planta.

La modernización de la central incluye mejoras en el ambiente de trabajo del personal, en los procesos que ejecuta. Esta mención tiene un carácter cualitativo y no se ha cuantificado su beneficio en esta evaluación.

- Mejora en sistemas de instrumentación y de control

En líneas generales con la ejecución del proyecto se garantizará una alta fiabilidad en los sistemas de producción de energía, en su funcionamiento, mantenibilidad y seguridad de la planta, lo cual, al igual que los dos beneficios anteriores, se reflejará directamente en la disponibilidad de la planta y en la flexibilidad operativa. Estos aspectos no se han cuantificado económicamente por separado tanto por su complejidad como por considerar que están parcialmente incluidos en el resto de los factores evaluados.

V.3. Estudio Económico

V.3.1. Estimado de Costo de los Trabajos de Rehabilitación de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.

De acuerdo a las evaluaciones técnicas practicadas, en el cuadro N° 10 se muestran los costos estimados por concepto de reemplazo, rehabilitación del equipamiento y horas-hombre necesarias para la realización de los trabajos. Todos los costos se muestran en dólares americanos a valores de Diciembre del año 2005.

Cuadro 10: Estimado de Costo de los Trabajos de Rehabilitación de las Unidades 4, 5 y 6

EVALUACION ECONOMICA	ESTIMADO DE COSTOS	OPCION 280 MVA		OPCION 325 MVA	
		COSTO POR UNIDAD Y POR EQUIPOS USD.	COSTO POR MANO DE OBRA USD x HH	COSTO POR UNIDAD Y POR EQUIPOS USD.	COSTO POR MANO DE OBRA USD x HH
GASTOS GENERALES POR UNIDAD					
Desmontaje y montaje	Material, herramientas, servicios externos especializados, etc.	2.386.000,00	35.780,00	2.813.000,00	71.560,00
Pruebas	Pruebas en campo	6.000,00	470,00	500.000,00	1.440,00
Transporte y seguros	Trasporte y seguro de quipos y componentes desde fábrica al sitio de la Obra.	323.000,00	-	1.430.000,00	-
TURBINA					
Rodete hidráulico	Nuevo rodete.	3.763.000,00	700,00	4.390.167,00	820,00
Eje de la turbina	Rehabilitación del eje de la turbina.	350.000,00	1.710,00	N/A	N/A
	Reemplazo completo	N/A	N/A	714.000,00	2.020,00
Sistema de aireación	Ingeniería, procura y montaje.	65.000,00	250,00	65.000,00	250,00
PASAJES HIDRULICOS					
Tubería de alimentación	Sandblasting y pintura.	-	1.340,00	-	1.340,00
Caja espiral	Sandblasting y pintura.	-	2.760,00	-	2.760,00
Anillo distribuidor	Sandblasting y pintura.	-	70,00	500.000,00	800,00
Paletas directrices	Reemplazo	1.110.000,00	840,00	1.308.214,00	840,00
Corona de salida	Rehabilitación	-	220,00	-	220,00
Forro del tubo aspirador	Rehabilitación	-	820,00	-	820,00
Tubo aspirador	Trabajos opcionales	-	-	300.000,00	1.000,00
POZO DE TURBINA Y CUBIERTAS					
Revestimiento	Acondicionamiento	-	220,00	-	220,00
Pasarela	Rehabilitación	4.000,00	260,00	4.000,00	260,00
Base inferior	Rehabilitación de la base de fijación de las paletas directrices	274.000,00	600,00	323.000,00	710,00
Fondo superior	Rehabilitación de la base de fijación de las paletas directrices	778.000,00	990,00	917.000,00	1.170,00
Cojinete guía de la turbina	Acondicionamiento	197.000,00	990,00	-	-
	Rehabilitación	-	-	389.000,00	1.210,00
Junta de estanqueidad	Acondicionamiento	397.000,00	710,00	-	-
	Rehabilitación	-	-	486.000,00	870,00
Cojinete de empuje	Acondicionamiento del soporte del cojinete de empuje.	-	-	350.000,00	1.700,00

Cuadro 10: Estimado de Costo de los Trabajos de Rehabilitación de las Unidades 4, 5 y 6 (Continuación)

MECANISMO DE OPERACION DE LAS PALETAS DIRECTRICES					
Válvulas	Adaptación a nuevas paletas directrices	548.000,00	100,00	646.000,00	120,00
	Inspección y acondicionamiento de componentes del mecanismo de operación de las paletas directrices	135.000,00	-	135.000,00	-
Servomotores	Acondicionamiento de los servomotores	228.000,00	430,00	-	-
	Reemplazo	-	-	456.000,00	860,00
GENERADOR					
Devanado de estator	Nuevo devanado de estator	2.570.000,00	1.840,00	3.029.000,00	3.000,00
Anillos colectores y conductores de campo	Portaescobillas de presión constante, mano de obra para reemplazo, limpieza e inspección de los conductores de campo	22.000,00	40,00	N/A	N/A
	Reemplazo completo	N/A	N/A	50.000,00	80,00
Núcleo magnético	Inspección, retiro de carcasa, limpieza de asientos ensamblaje	10.000,00	200,00	N/A	N/A
	Reemplazo completo	N/A	N/A	1.200.000,00	5.300,00
Carcasa y asientos	Inspección de soldaduras, retiro de la carcasa, limpieza de los asientos, ensamblaje	-	100,00	N/A	N/A
	Reemplazo	N/A	N/A	575.000,00	3.700,00
Rotor	Verificación de redondez, centricidad, limpieza, pruebas de caída de tensión, ensayos dieléctricos, inspección de barras amortiguadoras	-	100,00	N/A	N/A
	Reemplazo	N/A	N/A	914.000,00	750,00
Soportes de la llanta del rotor	Inspección de soldaduras	-	40,00	N/A	N/A
	Reemplazo	N/A	N/A	2.300.000,00	6.300,00
Frenos y gatos	Inspección y reemplazo de partes	30.000,00	240,00	N/A	N/A
	Reemplazo	N/A	N/A	360.000,00	240,00
Eje del generador	Inspección	N/A	40,00	N/A	N/A
	Reemplazo	N/A	N/A	476.000,00	120,00
Cojinetes	Desmontaje, inspección, y acondicionamiento de los sistemas de inyección de aceite	-	90,00	N/A	N/A
	Reemplazo	N/A	N/A	690.000,00	750,00
Bomba de inyección	Inspección	-	40,00	N/A	N/A
	Reemplazo	50.000,00	40,00	59.000,00	50,00
Bomba de izado	Inspección	-	40,00	N/A	N/A
	Reemplazo	50.000,00	40,00	59.000,00	50,00
Enfriadores del generador	Reemplazo del sistema de enfriamiento	300.000,00	40,00	354.000,00	50,00
Enfriadores de cojinete	Reemplazo del sistema de enfriamiento	10.000,00	80,00	N/A	N/A
	Reemplazo	229.000,00	240,00	270.000,00	290,00
Traversa superior	Acondicionamiento	-	-	488.969,00	240,00
Anclajes de las travesas	Análisis y refuerzos	-	-	1.500.000,00	1.600,00

Cuadro 10: Estimado de Costo de los Trabajos de Rehabilitación de las Unidades 4, 5 y 6 (Continuación)

EXCITATRIZ					
Transformador	Inspección, limpieza y pruebas.	-	170,00	-	170,00
Tablero de excitación	Reemplazo del tablero	528.000,00	-	528.000,00	-
	Instalación	47.000,00	-	47.000,00	-
GOBERNADOR					
Regulador electrónico	Suministro	200.000,00	-	798.829,00	1.500,00
Grupo de bombeo	Herrajes	50.000,00	-	INCLUIDO	
Mano de Obra	Desmontaje, instalación y puesta en servicio	-	1.000,00		
INSTRUMENTACION					
Calibración de instrumentos	Desmontaje, calibración e instalación	-	40,00	-	-
	Suministro, calibración y montaje	-	-	70.000,00	360,00
Medición dinámica del entrehierro	Suministro, calibración y montaje	94.000,00	40,00	94.000,00	40,00
	Software (1 para las tres unidades)	27.000,00	-	27.000,00	-
BARRAS BLINDADAS					
Barras	Inspección, limpieza, pruebas dieléctricas	-	370,00	-	-
	Reemplazo	N/A	N/A	3.191.000,00	1.280,00
	Trabajos conexos	N/A	N/A	1.500.000,00	1.500,00
TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
Tx para unidad N° 5	Reemplazo	N/A	N/A	4.441.000,00	720,00
SUBTOTAL POR UNIDAD					
Subtotal	Subtotal	14.781.000,00	54.090,00	38.748.179,00	119.080,00
	Costo USD/HH (125USD por Hora Hombre)		6.761.250,00		14.885.000,00
	Subtotal por Unidad		21.542.250,00		53.633.179,00
COSTOS GENERALES POR PROYECTO					
Ingeniería	Diseño, Ingeniería de detalles, planos y documentos, etc.	248.000,00	22.250,00	4.395.000,00	44.500,00
Inspección	Inspección en sitio	37.000,00	4.500,00	77.000,00	6.000,00
Pruebas	Pruebas y mediciones en sitio	1.522.000,00	-	1.522.000,00	-
Movilización y desmovilización	Movilización y desmovilización del Contratista	325.000,00	4.880,00	398.000,00	5.970,00
SUBTOTAL POR PROYECTO					
Subtotal	Subtotal	2.132.000,00	31.630,00	6.392.000,00	56.470,00
	Costo USD/HH (125USD por Hora Hombre)		3.953.750,00		7.058.750,00
	Subtotal Proyecto		6.085.750,00		13.450.750,00
TOTAL GENERAL					
Total	Para tres (03) unidades	44.343.000,00	162.270,00	107.308.537,00	357.240,00
	Para el proyecto	2.132.000,00	31.630,00	6.392.000,00	56.470,00
	subtotal equipos y mano de obra	46.475.000,00	24.237.500,00	113.700.537,00	51.713.750,00
	Proyecto		70.712.500,00		165.414.287,00
	Costos por MVA adicional	471.500,00	(3*50 MVA)	580.000,00	(3*95 MVA)

V.3.2. Cálculo de los beneficios del proyecto

De acuerdo al enfoque establecido que considera la perspectiva del país y la perspectiva de CVG EDELCA, los beneficios a ser cuantificados en esta evaluación económica se sintetizan en la siguiente tabla:

Tabla 1: Beneficios del Proyecto (Perspectivas de análisis)

Beneficios	Perspectiva País	Perspectiva CVG EDELCA
Ingresos por Energía Firme	Precio nuevo GWh a instalar	Precio Promedio Energía Firme
Ingresos por Energía Excedente	Precio del gas natural	Precio Promedio Energía Excedente
Perdidas evitadas Energía Firme	Precio nuevo GWh a instalar	Precio Promedio Energía Firme
Perdidas evitadas Energía Excedente	Precio del gas natural	Precio Promedio Energía Excedente

V.3.2.1. Ingresos por energía firme y energía excedente

Los ingresos por ventas de energía firme y excedente derivados del proyecto se han calculado de acuerdo a la fecha prevista de entrada en operación comercial de las unidades rehabilitadas. Estos beneficios son calculados seguidamente desde las perspectivas ya mencionadas.

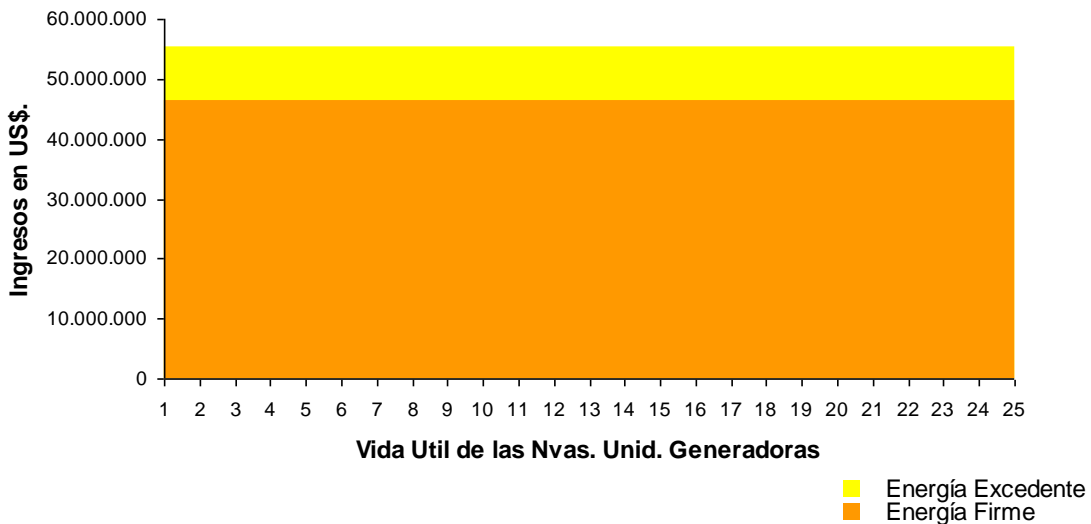
V.3.2.1.1. Perspectiva País

Para el cálculo de los beneficios económicos generados por las ventas de la energía firme desde la Perspectiva País, la referencia de precios actual se obtiene de los precios que se están ofertando para nueva generación térmica con base en gas natural utilizando la tecnología de ciclo combinado. Esta generación representa la alternativa de mínimo costo que dispone el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para la instalación de nueva generación térmica. Este valor, que permite calcular el beneficio a nivel país se ha estimado en 30.000 US\$ por GWh/Año, cifra conservadora para la valoración del costo de la nueva generación térmica de ciclo combinado, considerando las ofertas que se están obteniendo actualmente de empresas privadas del servicio eléctrico.

Para el caso de la energía excedente se ha considerado que debe valorarse de acuerdo al combustible que permite desplazar. Si se considera que el aporte del proyecto constituye una energía incremental que se adiciona a la energía excedente aportada inicialmente por las centrales de Guri en la condición “Sin Proyecto”, y por las centrales Macagua, Caruachi, entonces el aporte de energía excedente que ofrece el proyecto desplazaría el uso de gas natural, ello bajo la premisa de que el uso de los combustibles más caros utilizados en el SIN, gasoil y fuel oil fueron los primeros en sustituir en la condición “Sin Proyecto”.

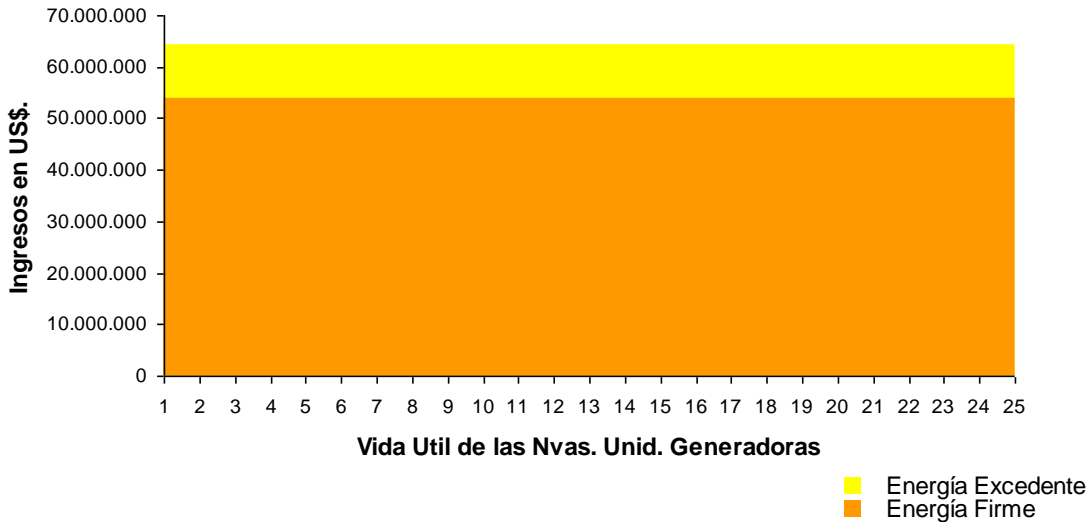
Bajo esta premisa la valoración de la energía excedente generada por el Proyecto desde la perspectiva país, se ubica en 13.500 US\$ por GWh/Año, precio asociado al costo de generación con gas natural.

Figura 27: Ingreso incremental por ventas de energía (Perspectiva País)
Opción 280 MVA



Nota: Los ingresos por ventas de energía se consideran constantes a partir del año 2011 por 25 años (Con base a que los trabajos de Modernización de las Unidades 4, 5 y 6 culminan en Diciembre 2010).

Figura 28: Ingreso incremental por ventas de energía (Perspectiva País)
Opción 325 MVA



Nota: Los ingresos por ventas de energía se consideran constantes a partir del año 2011 por 25 años (Con base a que los trabajos de Modernización de las Unidades 4, 5 y 6 culminan en Diciembre 2010).

V.3.2.1.1. Perspectiva CVG EDELCA

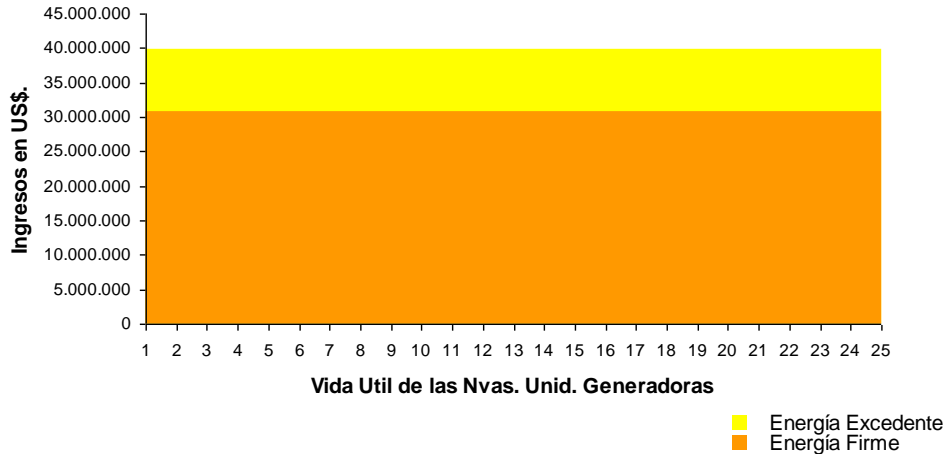
Para la valoración de la energía firme de acuerdo con la perspectiva de CVG EDELCA se ha considerado el precio promedio actual de la energía firme, que se sitúa en torno a los 20.000 US\$ por GWh/Año y que debe al menos mantenerse en términos reales durante el período de estimación del proyecto.

Por su parte, el precio de la energía excedente adicional que brinda el proyecto se encuentra regulado según Gaceta Oficial, y su valoración está vinculada al precio del gas natural, para lo cual se tomará en consideración la actualización de los precios del gas para el período 2001- 2007, indicados en la Gaceta Oficial número 317.675, de fecha 13 de marzo de 2001.

La aplicación de tales premisas ubica el precio de la energía excedente desde la perspectiva de CVG EDELCA es de 13.500 US\$ por GWh/Año.

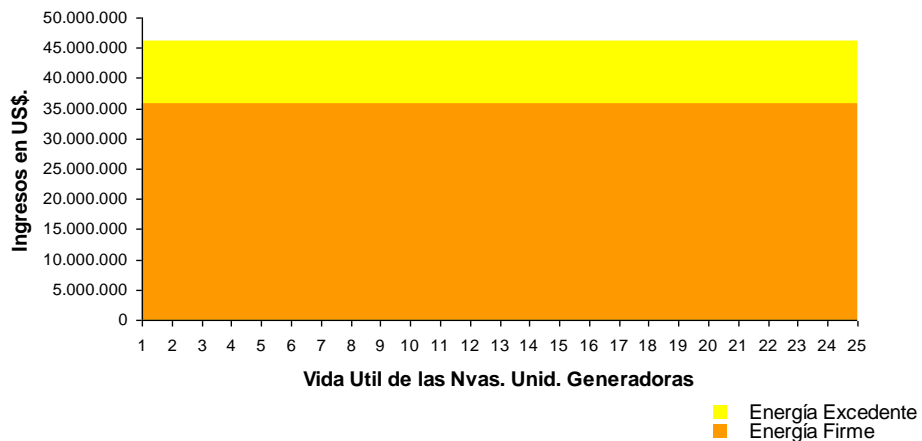
El siguiente gráfico presenta los ingresos que espera CVG EDELCA recibir por concepto de ventas incrementales de energía firme y excedente una vez ejecutado el proyecto.

Figura 29: Ingreso por ventas de energía (Perspectiva CVG EDELCA)
Opción 280 MVA



Nota: Los ingresos por ventas de energía se consideran constantes a partir del año 2011 por 25 años (Con base a que los trabajos de Modernización de las Unidades 4, 5 y 6 culminan en Diciembre 2010).

Figura 30: Ingreso por ventas de energía (Perspectiva CVG EDELCA)
Opción 325 MVA



Nota: Los ingresos por ventas de energía se consideran constantes a partir del año 2011 por 25 años (Con base a que los trabajos de Modernización de las Unidades 4, 5 y 6 culminan en Diciembre 2010).

V.3.2.2. Pérdidas evitadas de energía firme y de energía excedente

Las pérdidas evitadas de energía firme y excedente serán valoradas de acuerdo a las mismas premisas de precios utilizadas para valorar los incrementos de energía firme y excedente que se alcanzan al ejecutar el proyecto, según sea la perspectiva a considerar. A continuación se presentan los gráficos que ilustran la magnitud creciente de estos ingresos por concepto de pérdidas evitadas de energía, desde el punto de vista de cada una de las perspectivas analizadas.

Figura 31: Ingreso por pérdidas evitadas de energía (Perspectiva País)
Opción 280 MVA

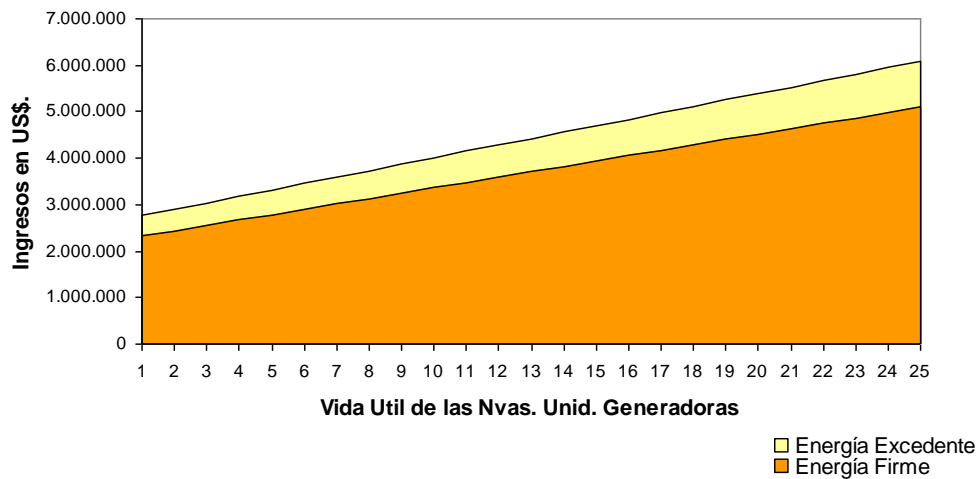


Figura 32: Ingreso por pérdidas evitadas de energía (Perspectiva País)
Opción 325 MVA

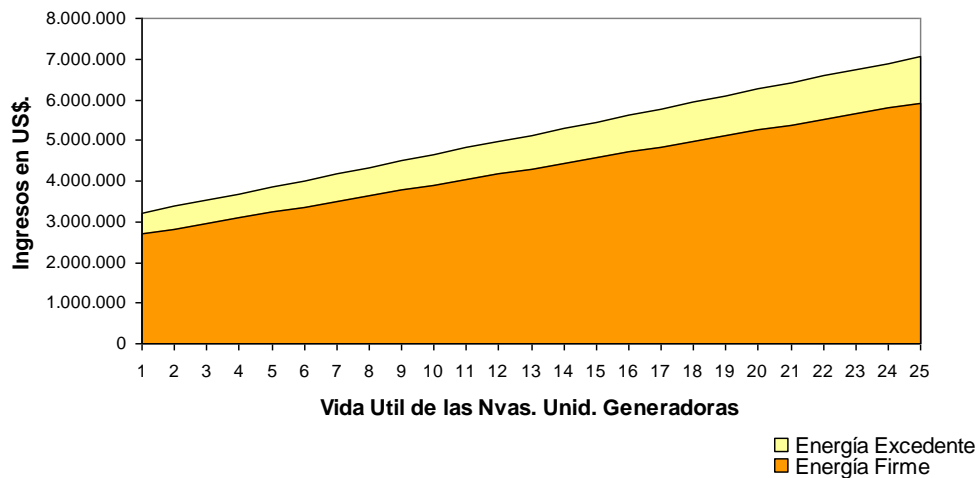


Figura 33: Ingreso por pérdidas evitadas de energía (Perspectiva CVG EDELCA)
Opción 280 MVA

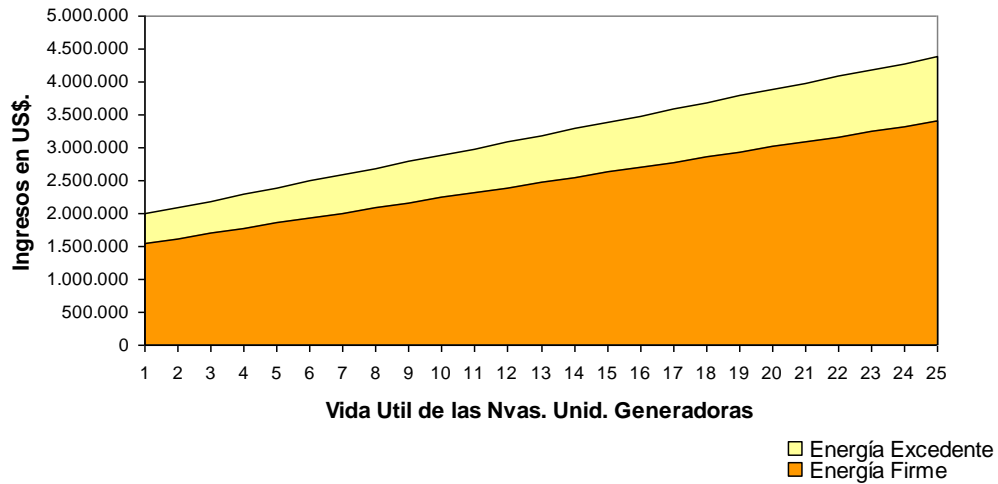
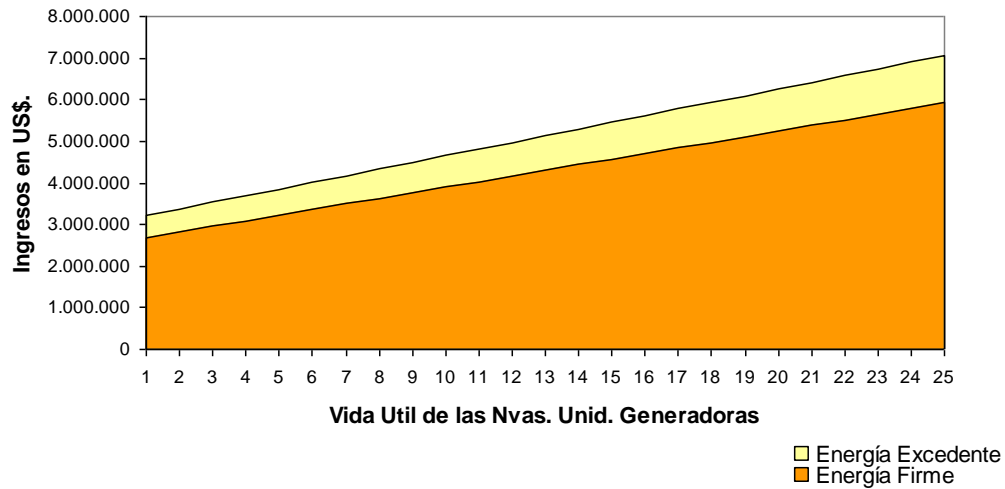


Figura 34: Ingreso por pérdidas evitadas de energía (Perspectiva CVG EDELCA)
Opción 325 MVA



V.3.3. Premisas Utilizadas

V.3.3.1. Período de ejecución del proyecto

La ejecución del proyecto está comprendida entre el año 2007 y el año 2010, concentrándose el 80% del monto de inversión entre 2008 y 2006.

V.3.3.2. Período de evaluación

Se ha tomado como período de vida económica del proyecto 25 años, a partir de la entrada en operación de las unidades rehabilitadas.

V.3.3.3. Nivel de precios

La base de precios es diciembre de 2005.

V.3.3.4. Tasa de cambio

La tasa de cambio utilizada fue 2.150 Bs./US\$, correspondiente a la tasa de cambio vigente para diciembre de 2005.

V.3.3.5. Tasa de descuento

A los efectos de descontar los flujos económicos aquí presentados, se utilizó la tasa de descuento del 10%.

Otras premisas para la evaluación económica, como las cantidades incrementales de energía firme y secundaria aportadas por el proyecto, así como los precios utilizados para valorar estas energías son incluidas en los apéndices correspondientes al cálculo de la tasa interna de retorno de las diferentes opciones en estudio.

V.3.4. Resultados Económicos

Una vez aplicadas las premisas señaladas en el aparte anterior, se resumen a continuación los resultados económicos obtenidos de acuerdo a la perspectiva de análisis en el cual se decida ubicar el proyecto, esto es desde la perspectiva País y desde la perspectiva de CVG EDELCA.

Cuadro 13: Evaluación Económica (Perspectiva País)

OPCION 280 MVA		
PREMISAS		
Tarifa para Energía Firme	30.000	US\$ por GWH/Año (Precios Dic 2005)
Tarifa para Energía Excedente	13.500	US\$ por GWH/Año (Precios Dic 2005)
Energía Firme	1.545,26	GWH/Año
Energía Excedente	662,26	GWH/Año
Tasa de Descuento	10%	
RESULTADOS ECONÓMICOS		
Valor Presente Neto	183.021.645	US\$
Tasa Interna de Retorno	31,47%	
Eficiencia de la Inversión	3,56	
OPCION 325 MVA		
PREMISAS		
Tarifa para Energía Firme	30.000	US\$ por GWH/Año (Precios Dic 2005)
Tarifa para Energía Excedente	13.500	US\$ por GWH/Año (Precios Dic 2005)
Energía Firme	1.793,61	GWH/Año
Energía Excedente	768,69	GWH/Año
Tasa de Descuento	10%	
RESULTADOS ECONÓMICOS		
Valor Presente Neto	158.217.444	US\$
Tasa Interna de Retorno	19,60%	
Eficiencia de la Inversión	1,96	

Cuadro 14: Evaluación económica (Perspectiva CVG EDELCA)

OPCION 280 MVA		
PREMISAS		
Tarifa para Energía Firme	20.000	US\$ por GWH/Año (Precios Dic 2005)
Tarifa para Energía Excedente	13.500	US\$ por GWH/Año (Precios Dic 2005)
Energía Firme	1.545,26	GWH/Año
Energía Excedente	662,26	GWH/Año
Tasa de Descuento	10%	
RESULTADOS ECONÓMICOS		
Valor Presente Neto	113.469.133	US\$
Tasa Interna de Retorno	24,75%	
Eficiencia de la Inversión	2,6	
OPCION 280 MVA		
PREMISAS		
Tarifa para Energía Firme	20.000	US\$ por GWH/Año (Precios Dic 2005)
Tarifa para Energía Excedente	13.500	US\$ por GWH/Año (Precios Dic 2005)
Energía Firme	1.793,61	GWH/Año
Energía Excedente	768,69	GWH/Año
Tasa de Descuento	10%	
RESULTADOS ECONÓMICOS		
Valor Presente Neto	77.486.851	US\$
Tasa Interna de Retorno	15,12%	
Eficiencia de la Inversión	1,47	

Visto desde ambas perspectivas, la ejecución del proyecto reportaría la erogación o la obtención de los siguientes flujos de efectivo.

Figura 35: Flujo de efectivo del Proyecto (Perspectiva PAIS)
Opción 280 MVA

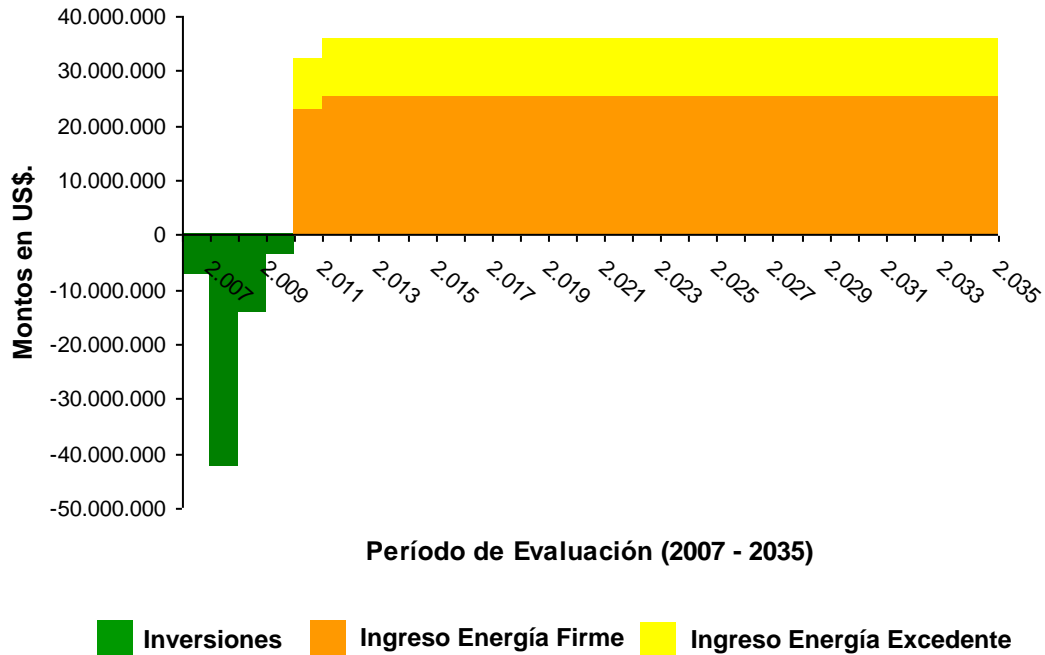


Figura 36: Flujo de efectivo del Proyecto (Perspectiva PAIS)
Opción 325 MVA

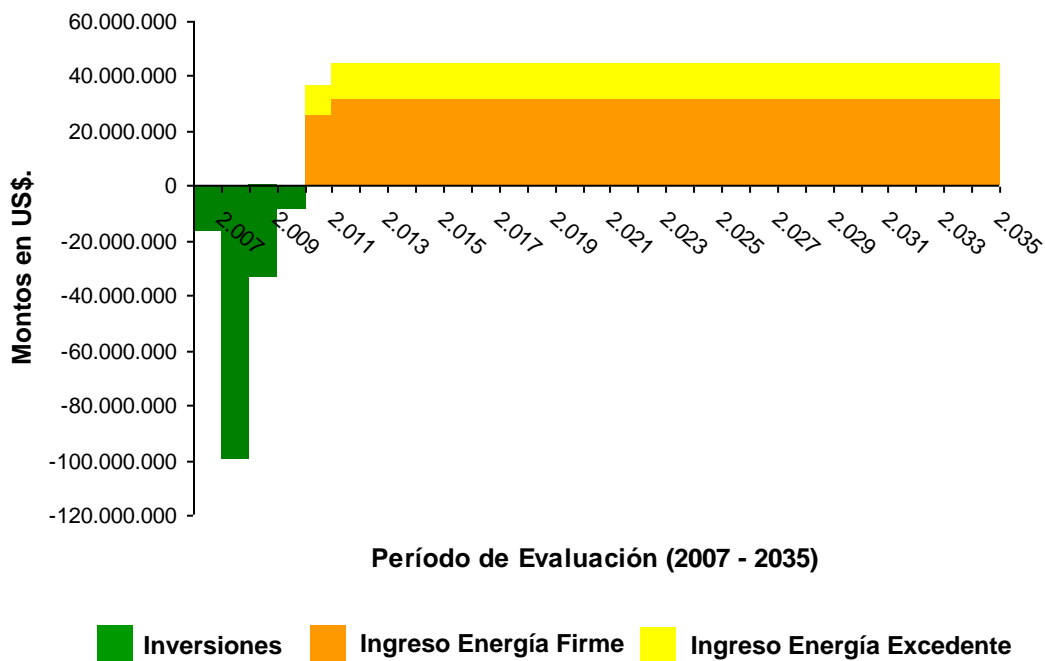


Figura 37: Flujo de efectivo del Proyecto (Perspectiva CVG EDELCA)
Opción 280 MVA

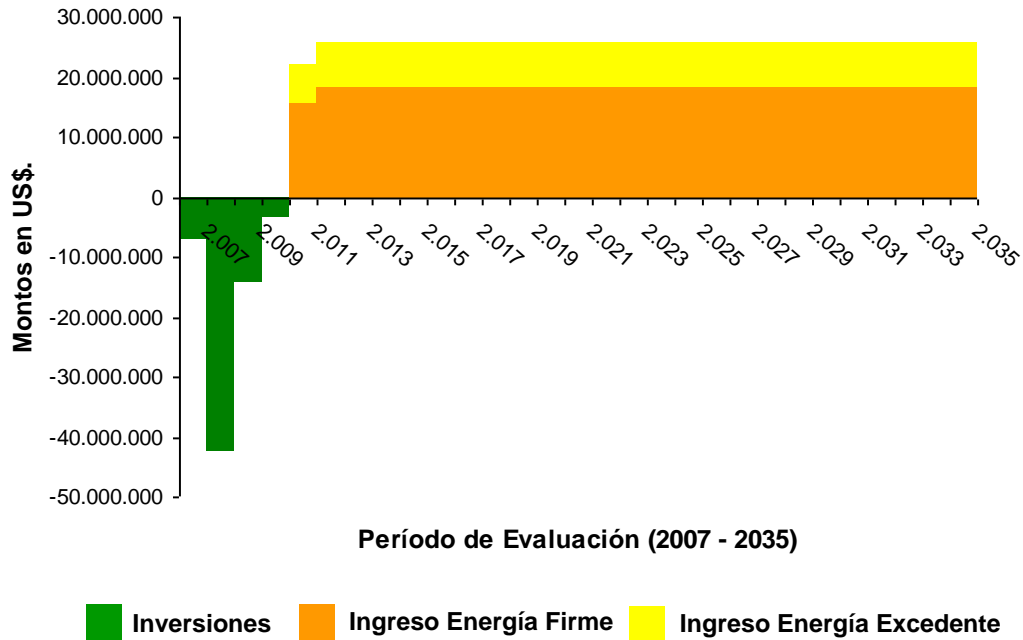
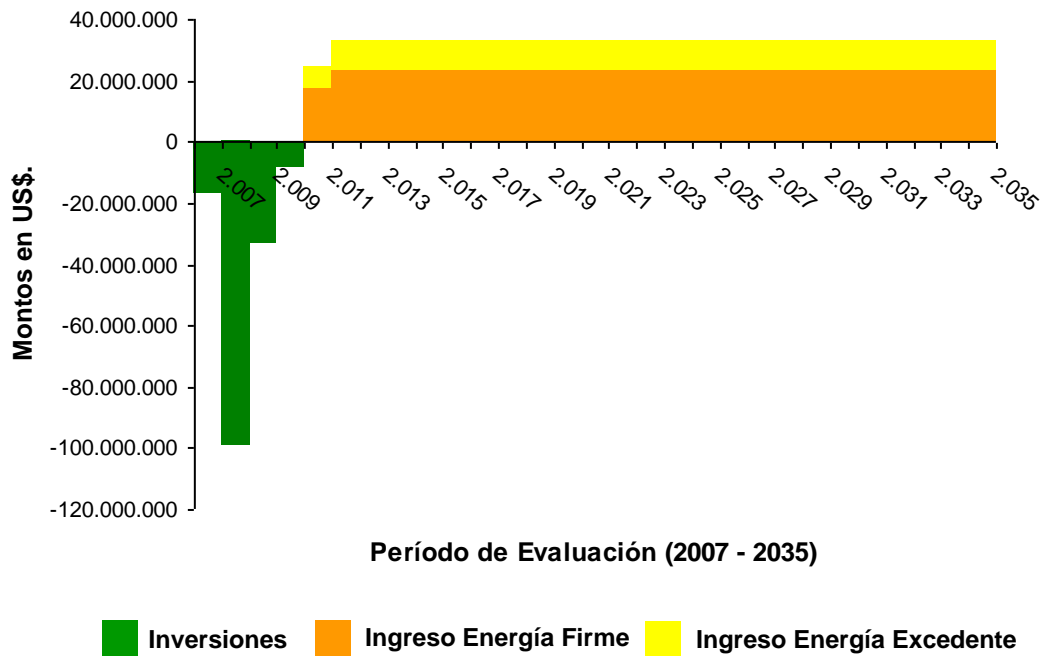


Figura 38: Flujo de efectivo del Proyecto (Perspectiva CVG EDELCA)
Opción 325 MVA



De los gráficos anteriores se desprende que desde la perspectiva de CVG EDELCA, el 75% de los beneficios del proyecto se derivan del ingreso por ventas de energía firme, seguido de un 25% de ingreso por ventas de energía excedente. Por último, como resultado de los ahorros en los costos de operación y mantenimiento la ejecución del proyecto podría permitir obtener un 5% de los beneficios totales estimados.

V.4. Evaluación de Riesgo

V.4.1. Sensibilidades

En el análisis de sensibilidad se incluyó el impacto de cambios en dos de las principales variables que influyen sobre la viabilidad económica del proyecto. Estas variables son el costo de inversión y la generación esperado producto de la operación comercial de los dos tipos de trabajos de rehabilitación (280 MVA y 325 MVA). No se ha considerado en las sensibilidades variaciones en el precio de la energía, ya que las tarifas utilizadas en este estudio son una realidad en la actualidad y no se esperan reducciones en las mismas. Por el contrario, estas tarifas representan niveles mínimos, ya que el objetivo tarifario de CVG EDELCA, a precios de diciembre de 2001 se ubica entorno a los US\$ 24.000 por GWh.

V.4.1.1. Resultados del análisis de sensibilidades

Para el análisis de sensibilidad se realizaron simulaciones para determinar el máximo sobre costo de inversión que el proyecto podría soportar sin que los beneficios de la empresa o del país se vean afectados en forma tal que sean menores al costo de oportunidad del capital exigido por CVG EDELCA y la nación, prefijado de acuerdo al caso base en 10% (Ver Anexos).

Los resultados obtenidos indican que desde la perspectiva del país, el costo de inversión del proyecto puede duplicarse y aún mantener una rentabilidad de 10%. Por su parte, desde la perspectiva de CVG EDELCA el costo de inversión pudiera

incrementarse hasta un 75%, sin que ello suponga sacrificios en la aspiración de rentabilidad.

Las siguientes figuras reportan el resultado de estas simulaciones, reportando los resultados de la tasa interna de retorno resultante de incrementar el costo de inversión con un intervalo creciente de 10%, en cada una de los opciones evaluadas.

Figura 39: Sensibilidad ante incrementos en el Costo de Inversión del Proyecto
Opción 280MVA

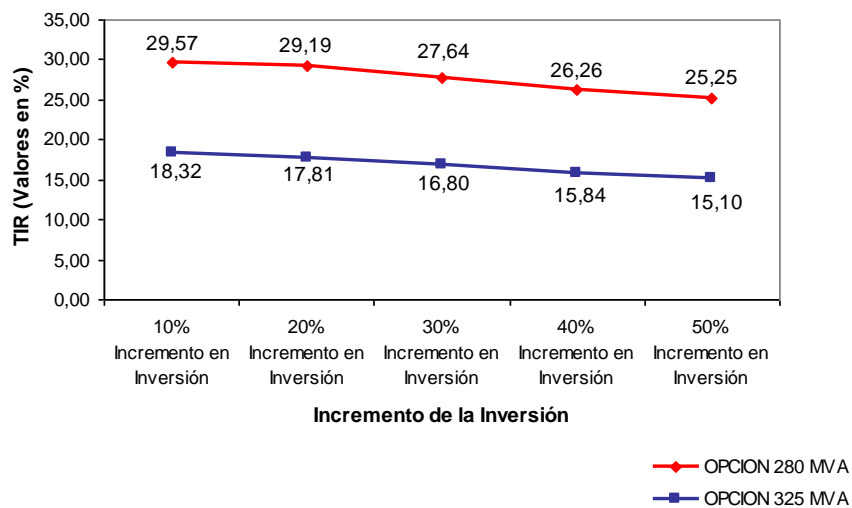
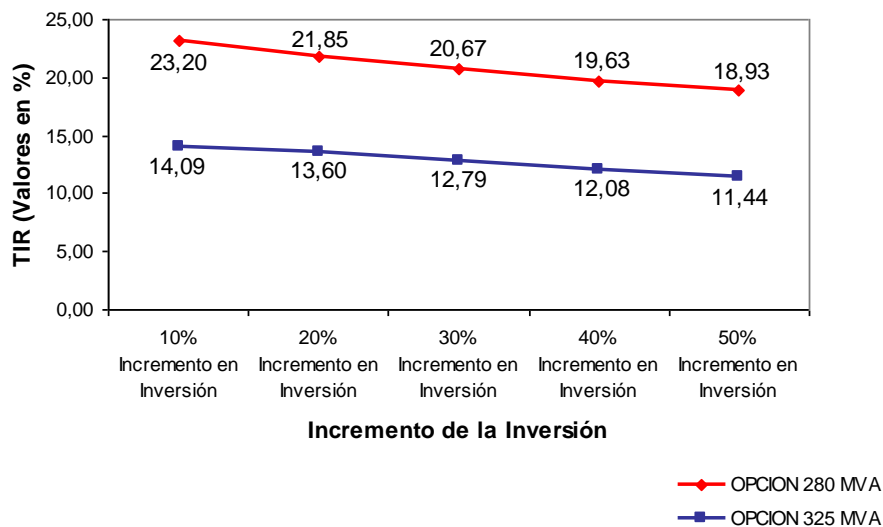


Figura 40: Sensibilidad ante incrementos en el Costo de Inversión del Proyecto
Opción 325 MVA



CAPÍTULO VII:

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VII.1. Conclusiones

1. Se pudo cuantificar, de acuerdo al estudio realizado, que los recursos invertidos por tipo de mantenimiento efectuado a las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I, son por un costo promedio anual de Bs. 57.949.813.81 (23.953,40 USD) a precios base valores del mes de Diciembre de 2005.
2. En el estudio realizado sobre la disponibilidad de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, se encontró que para este grupo el índice se ubica en un valor promedio de 71%.
3. Basándose en la información correspondiente a las horas fuera de servicio por mantenimiento y emergencia, se calculó la indisponibilidad de las unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, traducidas en pérdidas de energía, ubicándose dentro de los siguientes valores promedios:
 - Energía Pérdida por Mantenimiento: 453,54 GWh.
 - Energía Pérdida por Emergencia: 96,13 GWh.
4. Las pérdidas de energía por indisponibilidad de las unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I de Planta Guri, se cuantificaron en los siguientes valores promedios:
 - US\$. 3.514.977,14 por Pérdida de energía por Mantenimiento.
 - US\$. 744.965,82 por Pérdida de energía por Emergencia.
5. Los resultados económicos demuestran que el proyecto de modernización de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, en cualquiera de las opciones estudiadas (280 MVA o 325 MVA), es la mejor alternativa que se le

presenta a la empresa para adecuar el funcionamiento de la central al cumplimiento de su objetivo durante los próximos 25 años.

6. La rentabilidad del proyecto desde la perspectiva país alcanza a 31,47% y 19,60 para las opciones de 280 y 325 MVA respectivamente; mientras que desde la perspectiva de CVG EDELCA, se espera con la ejecución del proyecto una rentabilidad de 24,75% y 15,12% para las opciones de 280 y 325 MVA.
7. Por cada dólar invertido en el proyecto el país recibirá ingresos por el orden de los 3,59 y 1,96 dólares por las opciones de 280 y 325 MVA respectivamente, mientras que por cada dólar que CVG EDELCA invierta en el proyecto espera obtener ingresos por el orden de los 2,60 y 1,47 dólares para las opciones de 280 y 325 MVA.
8. El principal beneficio que se logra al ejecutar el proyecto de modernización es el incremento de 4% en promedio en la eficiencia de las unidades generadoras de la planta, lo que se traduce en mayores volúmenes de energía firme y energía excedentes.
9. La ejecución del proyecto permitirá frenar la caída de la disponibilidad, producto del deterioro de las unidades, y en consecuencia podrán evitarse las pérdidas progresivas en la energía firme y secundaria que dejarían de generarse en la planta.
10. Con el aumento de la potencia de las unidades generadoras, aumenta la capacidad de oferta de la Planta Guri para contribuir con los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional.
11. A pesar de que no se hayan cuantificado en el estudio de factibilidad, el proyecto introducirá un conjunto de mejoras cualitativas en los procesos, lo cual garantizará una alta fiabilidad en los sistemas de producción de energía, en su funcionamiento, mantenibilidad, y en la seguridad de la planta. También se espera una mejora

importante en la operatividad y en la gestión de mantenimiento de la planta, y en consecuencia en su confiabilidad.

VII.2. Recomendaciones

Con base en los resultados obtenidos, se recomienda:

- Completar los estudios de aprovechamiento del recurso hídrico correspondiente al embalse Guri, a fin de obtener mayor información que permita conducir los procesos de toma de decisión sobre las opciones de 280 MVA y 325 MVA del Proyecto de Modernización de las Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri.
- Completar los estudios de sensibilidad y vulnerabilidad del Proyecto de Modernización de la Unidades 4, 5 y 6 de la Casa de Máquinas I de la Planta Guri, ante variaciones de las características técnicas esperadas para la operación de las Unidades, plazos de ejecución del proyecto y variables macroeconómicas.
- Completar el documento correspondiente al “Caso de Negocio” establecido dentro del marco de la metodología de Gerencia de Proyectos de CVG EDELCA, a fin de dar continuidad al proceso de aprobaciones para la formalización de inicio del Proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

Ahuja, Hira N. y Michael A. Walsh: Ingeniería de costos y administración de proyectos. Alfomega, México, 1995. Páginas 17 y 18.

Apoyo al Conocimiento. Gerencia de Proyectos. Intranet de CVG EDELCA. Web site: <http://intranet2.edelca.com.ve/pgp/>

Blanco R, Rodolfo: Formulación y evaluación de proyectos. Fondo Editorial Tropykos, Caracas, 2003. Páginas 147 a 174.

Departamento de Ingeniería de Mantenimiento: “Programa Anual y Mayor de las Unidades 4, 5 y 6 de Casa de Máquinas I”. CVG EDELCA.

Diaz Muzaly, Edgar: “Estudio de Indicadores Técnico-Económico para Proyectos de Reemplazo de Equipos en Sub-Estaciones Eléctricas”. Noviembre 1996. Páginas 55 a 79.

Dirección de Planificación CVG EDELCA: “Evaluación Económica del Proyecto de Modernización de la Planta Guri”. CVG EDELCA. 2001. Páginas 4 a 34.

Fuentes R, Wolfgang: “Descripción del Manejo del Embalse de Guri en el Proceso de Generación de Energía Eléctrica en las Plantas CVG EDELCA”. Guri. Informe de Pasantía. Septiembre 2004. Páginas 7.

Fundamentos en la dirección de proyectos. PMBOK Guide. Project Management Institute. Capítulo 8.

Guía de Procesos de Gerencia de Proyectos de CVG EDELCA. CVG EDELCA. Ciudad Guyana, 2001. Capítulo “Financiamiento”.

Ortiz Flores, Ramiro: “Centrales Hidroeléctricas”. Mc Graw Hill.2001. Páginas 7 a 15.

P. Olsen, Richard: "Can Project Management Be Defined?". Artículo. Página 1.

Palacios A., Luís Enrique: Principios esenciales para realizar proyectos - Un Enfoque latino. Publicaciones UCAB, Caracas, 2000. Páginas 63, 150, 151 y 152.

Pereira, José Luís: Formulación y evaluación de proyectos de inversión. Universidad Católica Andrés Bello, Caracas, 1996. Página 10.

Quienes somos. Internet, Página de CVG EDELCA.

Web site: <http://www.edelca.com.ve/quienes.html>

Santalla Peñaloza, Zuelyma del Rosario: Guía para la elaboración formal de reportes de investigación. Universidad Católica Andrés Bello, Caracas, 2003. Páginas 90 a 112.

Yáber, Guillermo y Valarino, Elizabeth: Tipología, fases y modelo de gestión para la investigación de postgrado en Gerencia. Versión Preliminar, 2003, Página 7.

ANEXO
Evaluación Económica

Análisis de Sensibilidad

APENDICES