

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



INVERSIÓN PARA EL FUTURO PRÓXIMO
TERMOELÉCTRICA A GAS NATURAL

Tesis para optar el título de

INGENIERO INDUSTRIAL

Presentada por:

María Alejandra Miranda Ortiz

Lima, Septiembre del 2005

RESUMEN

La presente tesis, titulada *Inversión para el Futuro Próximo – Termoeléctrica a Gas Natural* que considera la ejecución del proyecto Central Termoeléctrica Propuesta (CTP) y para su implantación la conformación de la empresa Génesis Generadora a Gas S.A.C. (3G), incluye, resumidamente, los siguientes conceptos generales y temas saltantes.

La electricidad, como energético secundario, contribuye en forma determinante, al desarrollo de las naciones y en la mejora de la calidad de vida de su población, siendo imprescindible en la producción de bienes y servicios de un país y para el desarrollo social y económico de la nación.

Si se tienen en cuenta todos los productos energéticos ofertados en el mercado, los más eficientes en términos energéticos y ecológicos, son la electricidad y el gas natural. Conociendo este hecho, el proyecto CTP constituye uno de los primeros emprendimientos para la generación de electricidad en Perú que hace uso del energético gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea, de manera que aprovecha el nicho de negocio que se abre con dicho energético.

La ubicación de la generadora CTP es la zona de Independencia en la provincia de Pisco, en el departamento de Ica, dado que entre otros factores esta localización se encuentra cercana a la demanda de los clientes directos y a la oferta del gas natural de Camisea. La planta cubre una demanda asociada a las distribuidoras del mercado regulado y a los clientes del mercado libre. El resto de las transacciones se realizarán con el mercado intergeneradores o mercado mayorista.

La termoeléctrica produce únicamente electricidad, en sus dos etapas iniciales con turbogeneradores a gas en ciclo abierto y una tercera con turbogenerador a vapor en ciclo combinado. Cada etapa es en módulos de 10MW, por lo tanto, la central tiene potencial de ampliación. Dada la característica de implantación de la generadora en tres etapas, el cronograma es relativamente largo, de 3 años para la Etapa I, de 1,5 años para la Etapa II y de 2 años para la Etapa III, que va desde el año -2 hasta el +5 del proyecto. Desde el punto de vista operativo, la Etapa I va desde el año 2007 hasta el año 2008, la Etapa II se extiende del 2009 hasta el 2011 y finalmente la Etapa III empieza en el 2012 y termina en adelante.

Los ratios financieros de liquidez, solvencia y gestión determinan que la empresa 3G es viable y los ratios de rentabilidad muestran muy altas tasas. El análisis de sensibilidad en 5 escenarios con relación a las dos principales variables de costos, a saber, costos de inversión y costo del insumo gas natural, muestra resultados bastante estables. El proyecto CTP no implica mayor riesgo, tanto para los accionistas, como para los financistas.

Tomando en cuenta lo señalado se recomienda la implementación del proyecto.

TEMA DE TESIS

DEDICATORIA

*Dedico esta Tesis a Ana y Gastón
quienes me apoyaron incondicionalmente
durante toda la vida.*

ÍNDICE DE CONTENIDO GENERAL

ÍNDICES DETALLADOS.....	VII
CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 2: ESTUDIO DE MERCADO.....	4
CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO	45
CAPITULO 4: ESTUDIO SOCIAL Y AMBIENTAL	85
CAPITULO 5: ESTUDIO LEGAL	96
CAPITULO 6: ESTUDIO ORGANIZACIONAL Y ADMINISTRATIVO	105
CAPITULO 7: ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO	112
CAPITULO 8: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	140
GLOSARIO	XIII
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	142

ÍNDICES DETALLADOS

INDICE DE CONTENIDO

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 2: ESTUDIO DE MERCADO.....	4
2.1 ASPECTOS GENERALES	4
2.1.1 Actividades	4
2.1.2 Mercados	4
2.1.3 Consumidor	7
2.1.4 Producto	8
2.2 ANÁLISIS DE DEMANDA	8
2.2.1 Demanda Histórica	8
2.2.2 Demanda Proyectada	12
2.3 ANÁLISIS DE OFERTA	14
2.3.1 Oferta Histórica	14
2.3.2 Análisis de Competencia	18
2.3.3 Oferta Proyectada	20
2.4 ANÁLISIS DE MERCADO DEL PROYECTO	24
2.4.1 Demanda del Proyecto	24
2.4.2 Oferta del Proyecto	30
2.5 PRECIOS	34
2.5.1 Generalidades	34
2.5.2 Precios Históricos	38
2.5.3 Precios Proyectados	42
2.6 COMERCIALIZACIÓN	44
2.6.1 Canales de Distribución	44
2.6.2 Promoción y Publicidad	44
CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO	45
3.1 TAMAÑO DE PLANTA	45
3.1.1 Productos a Fabricar	45
3.1.2 Cantidad de Producto	45
3.1.3 Método de Producción	47
3.1.4 Elección del Tamaño de Planta	50
3.1.5 Ampliación de Capacidad	52
3.2 UBICACIÓN	52
3.2.1 Variables Involucradas en Elección	52
3.2.2 Elección de Ubicación	61
3.2.3 Descripción del Emplazamiento	63
3.3 PROCESO PRODUCTIVO	64
3.3.1 Tareas pre-operativas	64
3.3.2 Tareas constructivas	65
3.3.3 Tareas operativas	66
3.3.4 Diagrama de flujo	67
3.3.5 Programa de producción	69
3.3.6 Política de inventarios	69
3.4 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA PLANTA	70
3.4.1 Infraestructura	70
3.4.2 Conexión con Gaseoducto	71
3.4.3 Conexión de transmisión con SEIN y con Clientes	71
3.4.4 Conexión con fuente de Agua	71
3.4.5 Maquinaria	72
3.4.6 Distribución de planta	72

3.5 REQUERIMIENTOS DEL PROCESO	74
3.5.1 Materias primas	74
3.5.2 Materiales	74
3.5.3 Mano de obra	74
3.5.4 Servicios	75
3.6 CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN	76
3.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA	76
3.7.1 Consideraciones técnicas	76
3.7.2 Costos Técnicos	78
CAPITULO 4: ESTUDIO SOCIAL Y AMBIENTAL	85
4.1 ASPECTOS GENERALES	85
4.2 DETERMINACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES	86
4.2.1 Impactos Ambientales - Fase de Construcción	86
4.2.2 Impactos Ambientales - Fase de Operación	87
4.3 VULNERABILIDAD GENERAL	89
4.4 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL	90
4.4.1 Plan de Manejo Ambiental - Fase de Construcción	90
4.4.2 Programa de Manejo Ambiental - Fase de Operación	90
4.5 PROGRAMA DE MONITOREO	91
4.5.1 Monitoreo - Fase de Construcción	91
4.5.2 Monitoreo - Fase de Operación	91
4.6 PROGRAMA DE CONTINGENCIAS	91
4.6.1 Recomendaciones en Diseño para disminuir Riesgos	92
4.6.2 Obras Complementarias para disminuir Riesgos	92
4.7 PROGRAMA DE CIERRE DE OPERACIONES	93
4.7.1 Acciones Previas	93
4.7.2 Retiro de Instalaciones	93
4.7.3 Restauración del Lugar	93
4.8 FACTIBILIDAD AMBIENTAL Y ECONÓMICA	94
4.8.1 Factibilidad Ambiental	94
4.8.2 Gastos Ambientales - Fase de Construcción	94
4.8.3 Gastos Ambientales – Fase de Operación	95
CAPITULO 5: ESTUDIO LEGAL	96
5.1 TIPO DE SOCIEDAD	96
5.1.1 Forma societaria	96
5.1.2 Denominación social original	97
5.1.3 Objeto social de la empresa	97
5.1.4 Conformación del capital social	97
5.2 ASPECTO TRIBUTARIO	98
5.3 ASPECTO LABORAL	100
5.4 PERMISOS Y SERVIDUMBRES – TRÁMITES Y NORMATIVA	100
5.4.1 Central térmica de generación de electricidad	100
5.4.2 Líneas de transmisión y subestaciones	101
5.4.3 Transporte secundario de gas natural	102
5.4.4 Sistema de Abastecimiento de Agua	102
5.4.5 Vías de Transporte	103
5.5 FACTIBILIDAD LEGAL Y ECONÓMICA	103
5.5.1 Consideraciones legales	103
5.5.2 Gastos Pre-operativos	103
5.5.3 Gastos de Inversión	103
5.5.4 Gastos Operativos	104

CAPITULO 6: ESTUDIO ORGANIZACIONAL Y ADMINISTRATIVO	105
6.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	105
6.1.1 Principios aplicables	105
6.1.2 Organización Funcional	105
6.1.3 Cantidad y entrenamiento de personal	106
6.2 FUNCIONES	108
6.2.1 Gerente General	108
6.2.2 Jefe Operaciones	108
6.2.3 Jefe Administración y Fianzas	109
6.2.4 Jefe Comercial	109
6.2.5 Ingeniero de Operaciones	109
6.2.6 Supervisor Operación	110
6.2.7 Técnico de Mantenimiento	110
6.2.8 Asistente Comercial-Administrativo	110
6.3 FACTIBILIDAD ORGANIZACIONAL Y ECONÓMICA	110
6.3.1 Factibilidad organizacional	110
6.3.2 Gastos Pre-Operativos	111
6.3.3 Gastos Operativos	111
CAPITULO 7: ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO	112
7.1 INVERSIONES	112
7.1.1 Inversión	112
7.1.2 Impuestos Fase Pre-Operativa y Constructiva	115
7.1.3 Capital de Trabajo	116
7.1.4 Cronograma de Inversiones	117
7.2 FINANCIAMIENTO	119
7.2.1 Estructura del capital	119
7.2.2 Financiamiento de la Inversión	119
7.2.3 Financiamiento del Capital de Trabajo	122
7.3 PRESUPUESTOS	123
7.3.1 Presupuestos de Ingresos	123
7.3.2 Presupuestos de Egresos	125
7.3.3 Punto de Equilibrio	127
7.4 ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS	128
7.4.1 Estado de Ganancias y Pérdidas	129
7.4.2 Flujo de Caja	130
7.4.3 Balance General	132
7.5 EVALUACIÓN ECONÓMICO FINANCIERA	133
7.5.1 Costo de Oportunidad del Capital	133
7.5.2 Ratios financieros de la empresa	134
7.5.3 Indicadores de Rentabilidad	136
7.5.4 Análisis de Sensibilidad	137
CAPITULO 8: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	140
8.1 CONCLUSIONES	140
8.2 RECOMENDACIONES	140
ANEXOS	

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 3.1: Matriz de Determinación de Emplazamiento _____	62
Cuadro 3.2: Requerimientos de personal durante operación _____	75
Cuadro 3.3: Cronograma de Implantación – Pre-operativo y Constructivo _____	77
Cuadro 3.4: Costos de Implementación - Tareas Preoperativas _____	79
Cuadro 3.5: Costos de Implementación - Tareas Constructivas _____	80
Cuadro 3.6: Costos Detalle -Planta Generadora _____	81
Cuadro 3.7: Costos Detalle –Suministro de Gas y Agua _____	81
Cuadro 3.8: Costos Detalle - Líneas De Transmisión y Subestaciones (SE) _____	82
Cuadro 3.9: Costos Totales de Implementación _____	82
Cuadro 3.10: Costos Operativos Fijos Anuales _____	83
Cuadro 3.11: Costos Operativos Variables Anuales _____	84
Cuadro 3.12: Costos Operativos Totales Anuales _____	84
Cuadro 4.1: Valores Estándares y Valores Máximos de Contaminantes _____	87
Cuadro 4.2: Temperatura de Descarga de Agua en el Río _____	88
Cuadro 4.3: Vulnerabilidad – Riesgos Previsibles en Zona de CTP _____	89
Cuadro 4.4: Gastos Ambientales - Etapa de Construcción _____	94
Cuadro 4.5: Gastos Ambientales - Etapa de Operación _____	95
Cuadro 5.1: Tipos de Tributos por Destino _____	98
Cuadro 5.2: Arancel de Aduana – Nivel y Tasa _____	99
Cuadro 5.3: Costos Legales _____	104
Cuadro 6.1: Costos de Personal _____	111
Cuadro 7.1: 3G - Gastos Tributarios por Inversiones de Implantación y Cronograma _____	118
Cuadro 7.2: 3G - Indicadores de Rentabilidad de la Empresa _____	136
Cuadro 7.3: 3G - Indicadores de Rentabilidad de los Accionistas _____	136
Cuadro 7.4: 3G - Indicadores por Escenarios de Sensibilidad para la Empresa _____	138
Cuadro 7.5: 3G - Indicadores por Escenarios de Sensibilidad para los Accionistas _____	139
Cuadro 8.1: Resultados e Indicadores de la Empresa 3G _____	141

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 2.1: Mercados Electricidad – Reforma Primera Generación y Evolución a 2005	6
Gráfica 2.2: Agentes del Mercado - Actual	6
Gráfica 2.3: Mercados de Electricidad – Modelo Perú	7
Gráfica 2.4: Demanda Total de Energía Eléctrica por Tipo de Mercado	10
Gráfica 2.5: Facturación Total por Consumo de Energía Eléctrica	10
Gráfica 2.6: Evolución del Número de Abonados	11
Gráfica 2.7: Demanda Residencial BT versus Abonados	12
Gráfica 2.8: Proyección de Demanda por Potencia SEIN	13
Gráfica 2.9: Proyección de Demanda por Energía del SEIN	13
Gráfica 2.10: Oferta de Electricidad y Variables Adicionales (PBI - POB)	15
Gráfica 2.11: Oferta de la Electricidad y Variables Adicionales (PBI y POB) Tasas de Variación	16
Gráfica 2.12: Oferta Total de Energía Eléctrica por Tipo de Generadora	16
Gráfica 2.13: Capacidad Instalada de Generación en el Perú – Año 1990	17
Gráfica 2.14: Capacidad Instalada de Generación en el Perú – Año 2000	18
Gráfica 2.15: Concentración del Mercado – HHI	20
Gráfica 2.16: Proyección de la Oferta y Demanda SEIN – Escenario Base	22
Gráfica 2.17: Proyección de la Oferta y Demanda SEIN – Escenario Pesimista	22
Gráfica 2.18: Proyección de la Oferta y Demanda SEIN – Escenario Optimista	23
Gráfica 2.19: Proyección de Máxima Demanda por Potencia de Clientes Libres para el Proyecto	27
Gráfica 2.20: Proyección de Demanda por Energía de Clientes Libres para el Proyecto	28
Gráfica 2.21: Proyección de Máxima Demanda por Potencia de Distribuidores	28
Gráfica 2.22: Proyección de Demanda por Energía de Distribuidores	29
Gráfica 2.23: Demanda Total de Potencia de Clientes	29
Gráfica 2.24: Demanda Total de Energía de Clientes	30
Gráfica 2.25: Oferta y Balance de Potencia – Clientes ML y Distribuidoras	31
Gráfica 2.26: Oferta y Balance de Potencia – Mercado Intergeneradores	32
Gráfica 2.27: Oferta y Balance de Energía – Clientes ML y Distribuidoras	32
Gráfica 2.28: Oferta y Balance de Energía – Mercado Intergeneradores	33
Gráfica 2.29: Factor de Carga	33
Gráfica 2.30: Precios Monómicos Promedio de Venta – Clientes Regulados	39
Gráfica 2.31: Precios Monómicos Promedio de Venta – Mercado Libre – 1985-2003	40
Gráfica 2.32: Precios Monómicos Promedio de Venta – Por Segmento del Mercado	40
Gráfica 2.33: Precios de la Energía en MI y Tarifa en Barra Lima	41
Gráfica 2.34: Precios de Referencia Barra Lima	43
Gráfica 2.35: Precios de Referencia Barra Independencia	43
Gráfica 6.1: Diagrama de la Estructura Organizacional por Función	107
Gráfica 6.2: Diagrama de la Estructura Organizacional por Puesto	107
Gráfica 7.1: 3G - Costo de Inversión por Fase de Implementación	113
Gráfica 7.2: 3G - Costo de Inversión Fase Pre-Operativa	113
Gráfica 7.3: 3G - Costo de Inversión Fase Constructiva	114
Gráfica 7.4: 3G - Costo de Inversión por Etapa de Implantación	114

Gráfica 7.5: 3G - Impuestos por Fase de Implantación	115
Gráfica 7.6: 3G - Impuestos por Etapa de Implantación	116
Gráfica 7.7: 3G - Cronograma de Inversión Total e Impuestos	118
Gráfica 7.8: 3G - Estructura del Financiamiento – Contrato EPC Planta	121
Gráfica 7.9: 3G - Estructura del Financiamiento – Contratos EPC Gas+Agua+LT+SE	122
Gráfica 7.10: 3G - Estructura del Financiamiento – Total Créditos	122
Gráfica 7.11: 3G - Ingresos - Ventas a Clientes Directos	123
Gráfica 7.12: 3G - Ingresos - Ventas a Mercado Intergenerador	124
Gráfica 7.13: 3G - Ingresos Totales por Ventas	124
Gráfica 7.14: 3G - Ingresos - Precios Unitarios Monómicos	125
Gráfica 7.15: 3G - Costos Operativos	125
Gráfica 7.16: 3G - Estructura de Costos Operativos	126
Gráfica 7.17: 3G - Costo Operativo Unitario	126
Gráfica 7.18: 3G - Punto de Equilibrio Operativo	128
Gráfica 7.19: 3G - Estado de Ganancias y Pérdidas Proyectado	129
Gráfica 7.20: 3G - Flujo de Caja Neto Proyectado	130
Gráfica 7.21: 3G - Flujo de Caja Económico y Financiero Proyectado	131
Gráfica 7.22: 3G - Flujo de Caja Proyectado para Accionistas	132
Gráfica 7.23: 3G - Balance General Proyectado	133
Gráfica 7.24: 3G - Ratios Financieros de la Empresa	135
Gráfica 7.25: 3G - TIR por Escenarios de Sensibilidad	138

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 3.1: Mapa Gaseoducto, Detalle Planta de Tratamiento Lobería y Válvulas de Salida Zona Ica	54
Ilustración 3.2: Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – Detalle Zona Ica	56
Ilustración 3.3: Mapa de Cuencas Hidrográficas y Rutas de Transporte - Costa Central y Válvula de salida de Gaseoducto – Humay	58
Ilustración 3.4: Esquema Simplificado de Grupo Generador	67
Ilustración 3.5: Diagrama de Principio de Funcionamiento: Etapa 1, 2 y 3	68
Ilustración 3.6: Diagrama del Proceso Productivo – Etapa 1, 2 y 3	68
Ilustración 3.7: Componentes de Planta CTP – Etapa I y II Ciclo Simple	73
Ilustración 3.8: Componentes de Planta CTP – Etapa III Ciclo Combinado	73

GLOSARIO

En este acápite se incluyen las abreviaciones, acrónimos, símbolos y unidades utilizadas.

3G	Génesis Generadora a Gas S.A.C.
A/V	Arancel Aduanero o impuesto ad valorem a las importaciones
AFP	Administradoras de Fondos de Pensiones
AT	Alta Tensión
BCRP	Banco Central de Reserva del Perú
BG	Balance General
BT	Baja Tensión
CE	Coefficiente de Electrificación
CE	Consejo de la Unión Europea
CIRA	Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos
CL	Curva Lorenz
CMg	Costo Marginal
CMgCP	Costo Margina de Corto Plazo
CMgLP	Costo Margina de Largo Plazo
CMgMP	Costo marginal de mediano plazo
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
CONATA	Consejo Nacional de Tasaciones
COyM	Costos de Operación y Mantenimiento
CTP	Central Termoeléctrica Propuesta
CTS	Compensación por Tiempo de Servicios
D	Directorio
DCE	Dirección de Concesiones Eléctricas
DGAEE	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos
DGE	Dirección General de Electricidad
DOJ	<i>Department of Justice</i> (USA) - Departamento de Justicia
EGP	Estados de Ganancias y Pérdidas
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction contract</i>
FC	Flujo de Caja
FCE	Flujo de Caja Económico
FCF	Flujo de Caja Financiero
FTC	<i>Federal Trade Commission</i> - Comisión Federal de Comercio
GDP	Garantía por Ducto Principal
GIR/AF	Ratio Generación Interna de Recursos sobre Activo Fijo
GG	Gerencia General
GIR	Generación Interna de Recursos
GLP	Gas Licuado de Petróleo
HHI	Índice Herfindahl-Hirschman
HP	Horas de Punta
HPF	Horas Fuera de Punta
I4	Nivel de la escala de ruidos según la legislación de Perú: Máximo permisible establecido para zonas Industriales Pesadas; 90db.
IDH	Índice de Desarrollo Humano
IG	Índice de Gini
IGV	Impuesto General a las Ventas
INC	Instituto Nacional de Cultura
INDECOPI	Instituto Nacional de Libre Competencia y Protección de la Propiedad Intelectual
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
INRENA	Instituto Nacional de Recursos Naturales
IR	Impuesto a la Renta
ISC	Impuesto Selectivo al Consumo
ISO	<i>International Standardisation Organisation</i>
JGA	Junta General de Accionistas

LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
LIBOR	London Interbank Official Rate
LOH	Ley Orgánica de Hidrocarburos
LP	Largo Plazo
MAT	Muy Alta Tensión
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MI	Mercado Inter-generadores
ML	Mercado Libre
MO	Mercado de Oportunidad
MR	Mercado Regulado
MSPE	Mercado para Servicio Público de Electricidad
MT	Media Tensión
NO _x	Óxidos de Nitrógeno
OSINERG	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
PBI	Producto Bruto Interno
PC	Programa de Contingencias
PCO	Programa de Cierre de Operaciones
PETT	Proyecto Especial de Titulación de Tierras
PM	Programa de Monitoreo
PMA	Plan de Manejo Ambiental
POB	Población
RLCE	Reglamento a la Ley Concesiones Eléctricas
SAC	Sociedad Anónima Cerrada
SE	Subestación
SEA-T	Sistema Económicamente Adaptado de Transmisión
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SI	Sistema Internacional (de magnitudes y unidades de medida)
SLUMP	Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú (Aplica el sistema de prefijos de ISO para todo tipo de unidades)
SPE	Servicio Público de Electricidad
SPT	Sistema principal de transmisión
SST	Sistema secundario de transmisión
SUNAT	Superintendencia Nacional de Administración Tributaria
TB	Tarifa en Barra
TB-E	Tarifa en Barra de Energía
TB-P	Tarifa en Barra de Potencia
T-E	Tarifa de Energía
Tft ³	Terapias cúbicas
TG	Turbina a Gas
TGP	Transportadora de Gas del Perú
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
TIRF	Tasa Interna de Retorno Financiero
T-P	Tarifa de Potencia
TUPA	Texto Único de Procedimientos Administrativos
TV	Turbinas a Vapor
UE	Unión Europea
US\$	Dólares USA
USA	<i>United States of America</i> - Estados Unidos de América
VAD	Valor Agregado de Distribución
VAN	Valor Actual Neto
W	<i>Watt</i> o <i>Vatio</i>
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Costo Promedio Ponderado del Capital)
Wh	Vatio por hora

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

La electricidad, como un energético secundario, contribuye en forma determinante al desarrollo de las naciones y a la mejora de la calidad de vida de su población, por lo tanto, se requiere que se le preste la atención debida.

En esta medida, es básico contar con la oferta suficiente, a precios competitivos, en la calidad adecuada, con la confiabilidad requerida a fin de estar disponible para cubrir los requerimientos del mercado, tanto en la hora presente, así como adelantándose por lo menos un lustro respecto de las necesidades de la demanda. Esto se puede y se debe conseguir, tanto en los países que cuentan con los recursos naturales suficientes como para producir la electricidad, entre los que se cuenta Perú, como en los que carecen de dichos recursos.

Desde la perspectiva del Estado promotor, su función fundamental radica en establecer las reglas de juego para que los mercados de electricidad se desarrollen sobre la base de las señales económicas que emanan de ellos. También, debe otorgar el clima político, social, de seguridad y de justicia adecuados, a fin que los inversionistas que participan en el mercado de electricidad, como en tantos otros mercados, se sientan impulsados a invertir en el país y en el negocio de electricidad, ya sean oferentes o demandantes. Como parte de esta labor, el Estado debe promover una sana competencia fiscalizando las concentraciones, prohibiendo y sancionando los abusos de posición de dominio. La implantación de la competencia redundará, tanto en beneficio del consumidor, en términos de precio y calidad, como también en beneficio de los competidores, en términos de obtener las señales de eficiencia requeridas para maximizar sus utilidades.

Las actividades del sector electricidad han sido establecidas como generación, transmisión, distribución y comercialización. El bien electricidad es producido por los agentes del mercado partícipes en la actividad de generación, mientras que los servicios eléctricos son brindados por los agentes del mercado participantes en las actividades de transmisión y distribución. Por último, los servicios comerciales son brindados por los agentes involucrados en los mercados como comercializadores.

La presente tesis, titulada "Inversión para el Futuro Próximo – Termoeléctrica a Gas Natural" es una iniciativa derivada de los hechos antes presentados, como también, de las siguientes consideraciones. La energía, como base que soporta en forma sustentable el desarrollo de las naciones, se ha convertido cada vez más en un insumo extremadamente preciado, dado que interviene en todas las actividades que desarrolla el ser humano. Obviamente, la energía utilizada para la producción de bienes y servicios procede de fuentes muy variadas, sean éstas de tipo

carbonífero¹, geotérmico², eólico³, solar⁴, nucleenergético⁵, hidrocarburiífero⁶, dendroenergético⁷, biomasa⁸, hidroenergético⁹ y de fuentes nuevas y renovables.

Con el devenir, el desarrollo de las naciones, especialmente aquellas que han logrado conseguir mejores niveles de vida para su población, ha estado acompañado con el hecho de lograr obtener un portafolio de fuentes energéticas, de manera tal, de prevenir la dependencia de una sola fuente. Desde el punto de vista de la demanda, los usuarios tienden a preferir la utilización de los energéticos más eficientes, con las limitaciones impuestas con el avance tecnológico. En esa medida y en orden de mayor a menor eficiencia se encuentra en primer puesto el energético secundario electricidad y en último lugar la utilización de biomasa, como la bosta, la yareta y el bagazo.

Uno de los motivos para elegir el sector electricidad, al cual se evoca el tema de tesis, es la consideración de la eficiencia en el uso de la electricidad y por su necesidad para todo desarrollo de una nación.¹⁰ Adicionalmente, el sector electricidad es un sector que promueve un desarrollo sustentable, es decir de bajo impacto ambiental negativo. La clasificación de la electricidad según su ciclo de vida, entendiéndolo desde el punto de vista ambiental, es como la de un producto verde. Es decir, que desde su génesis hasta su fenecimiento es uno de los energéticos con menor generación de contaminación al ambiente. Así mismo, es un sector que presenta un bajo factor de riesgo para la seguridad de los ciudadanos y trabajadores del sector. Cabe resaltar, que la

-
- 1 La energía carbonífera se obtiene en base al carbón. El carbón es un término muy general que engloba a gran variedad de minerales ricos en carbono. Actualmente este recurso se utiliza además de para la producción eléctrica, en la industria siderúrgica y en la calefacción. La desventaja principal de este elemento es que el carbón presenta un factor de emisiones de CO₂ muy elevado, así como de SO₂, NO_x y partículas en suspensión. La combinación de SO₂ y NO_x produce la lluvia ácida.
 - 2 La energía geotérmica corresponde a la energía calórica contenida en el interior de la tierra, que se transmite por conducción térmica hacia la superficie, la cual es un recurso parcialmente renovable y de alta disponibilidad. El conjunto de técnicas utilizadas para la exploración, evaluación y explotación de la energía interna de la tierra se conoce como geotermia.
 - 3 La energía eólica es la energía producida por el viento. Los científicos calculan que hasta un 10% de la electricidad mundial se podría obtener de generadores de energía eólica a mediados del siglo XXI. Este tipo de energía no contamina el ambiente con gases ni agrava el efecto invernadero, es una valiosa alternativa frente a los combustibles no renovables como el petróleo.
 - 4 La energía solar es la emitida por el sol en forma de calor y luz y viaja hasta la tierra, en donde puede ser utilizada en forma de calor mediante los colectores térmicos y en forma de la electricidad, a través de los llamados módulos fotovoltaicos. Ambos procesos son disímiles en cuanto a su tecnología y su aplicación.
 - 5 El uso más conocido de la energía nuclear para fines civiles, es la generación de electricidad en las centrales nucleares. La fisión -como en general la utilización de otros combustibles- genera calor que calienta agua para producir vapor, el cual mueve unas turbinas y éstas a unos generadores eléctricos que producen la electricidad. En las centrales nucleares se controla la reacción de fisión -la emisión de neutrones- para que el reactor no explote, mediante elementos de control, como pueden ser barras de boro, que absorbe dichos neutrones.
 - 6 La energía hidrocarburiífera es aquella que utiliza como recurso primario a los diferentes hidrocarburos conocidos en el medio, es decir, los compuestos químicos resultantes de la combinación del carbono con el hidrógeno. Este es uno de los métodos de mayor uso, dado que el monto de inversión necesario para instalar este tipo de plantas es bastante bajo y el rendimiento es relativamente alto.
 - 7 La dendroenergía es la energía derivada de la madera. En muchos países de Latinoamérica es la principal fuente de energía y el principal producto forestal. De una forma o de otra, básicamente todos los países de la región utilizan la dendroenergía.
 - 8 La biomasa, sustancia orgánica renovable de origen animal o vegetal, era la fuente energética más importante para la humanidad y en ella se basaba la actividad manufacturera hasta el inicio de la revolución industrial. Con el uso masivo de combustibles fósiles el aprovechamiento energético de la biomasa fue disminuyendo progresivamente y en la actualidad presenta en el mundo un reparto muy desigual como fuente de energía primaria.
 - 9 La hidroelectricidad, utiliza la energía potencial y cinética contenida en el agua que sea encuentra en un reservorio a una cierta altura y cae con una cierta velocidad, para producir electricidad mediante turbinas. Al igual que la energía eólica y solar, es un recurso energético "limpio" y renovable, cuyo adecuado aprovechamiento tiene un bajo impacto ambiental y se utiliza como importante recurso energético en casi todos los países del mundo.
 - 10 Para mayor información relativa al sector electricidad, véase el Anexo A-1.1
-

electricidad como producto influye de gran manera en la calidad de vida de la población, por género y condición de autosuficiencia.

La motivación temporal está dada por el hecho de aprovechar la ventana de oportunidad que se presenta en el país en la actualidad como consecuencia del arribo del gas natural proveniente de Camisea a la costa central del país y de la oportunidad de poder ser uno de los primeros exportadores de electricidad del país.

Si bien todas las actividades del sector eléctrico son capital intensivo, unas más que otras, también se presenta los factores de economía de escala como en el caso de transmisión y de oportunidad para el caso de las zonas de concesión de distribución. La actividad del sector eléctrico de menor nivel de barreras de ingreso por mercado, por oportunidad y por reglamentación es la actividad de generación.

Como se puede apreciar, se ha llegado por un lado a la conclusión que Camisea traerá consigo gran cantidad de materia prima, como energético primario gas natural,¹¹ y por otro lado que la actividad de generación es la más atractiva en las circunstancias actuales. Por lo tanto, quedan sentadas las bases para la elección del tema de tesis: *Inversión para el Futuro Próximo – Termoeléctrica a Gas Natural*.

Finalmente, se tiene una motivación personal para esta elección, que se basa en el hecho que el sector energético es uno de los ámbitos de infraestructura requerida, utilizada e indispensable, para la ejecución de toda actividad económica y social. En esta medida, conocedora del hecho, realicé mis dos prácticas pre - profesionales en empresas de dicho sector, lo que ha ido ganado constantemente mi interés personal.

A fin de homogenizar la información presentada en la tesis y en concordancia con la legislación nacional, se utilizará el Sistema Internacional (SI) de unidades, magnitudes y sistemas de medida. Este es normado por el Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú (SLUMP), aprobado por Ley 23560, promulgada el 1982-12-17 y publicada el 1983-01-06.

¹¹ Para mayor información de las bondades del gas natural, véase el Anexo A-1.2

CAPITULO 2: ESTUDIO DE MERCADO

El Capítulo Estudio de Mercado cubre, desde una perspectiva histórica y prospectiva, los siguientes temas: (i) productos; (ii) demanda y oferta del mercado en general y para el proyecto de la planta termoeléctrica en particular; (iii) competencia; (iv) precios; y, (v) comercialización.

2.1 ASPECTOS GENERALES

Para la ejecución del análisis del estudio de mercado, se ha tomado en cuenta, en términos temporales, el período histórico de 17 años, que cubre desde 1985 hasta 2002, y el período prospectivo de 10 años, desde 2005 a 2015. Con relación a la fuente de información, en todos los casos corresponde a data oficial publicada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), Comité de Operación Económica del Sistema (COES), Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), etc. La información relativa a la demanda específica del proyecto, ha sido recolectada directamente de los potenciales clientes a través de conversaciones y no es pública.

2.1.1 Actividades

En concordancia con la legislación sectorial vigente, desde la perspectiva del suministro, las actividades incluidas en el sector electricidad, son tres, a saber:

- La producción del bien básico sujeto a las transacciones, es decir, la generación de electricidad.
- El transporte de electricidad, que incluye la transmisión y la distribución. La transmisión corresponde al transporte de electricidad a grandes distancias y en volúmenes mayores, desde los mercados de oferta mayorista, hasta los mercados de demanda mayorista. La distribución se encarga de llevar el producto electricidad desde el mercado mayorista hasta el consumidor final.
- Y, finalmente, la comercialización, que corresponde a la venta de la electricidad, tanto en el mercado mayorista, como en el minorista.

Sin embargo, se señala que la actividad de comercialización, para el mercado minorista en Perú, se lleva a cabo por las empresas encargadas de la distribución. Esto, dado que la normativa señala que el distribuidor de electricidad tiene la obligación de abastecer a todo potencial cliente dentro de su zona de concesión y por contrapeso, cuenta con una zona exclusiva, donde ningún otro agente del mercado puede disputarle dichos clientes.

2.1.2 Mercados

- Los mercados de electricidad en Perú, según la normativa han sido conceptuados en tres segmentos. Para información complementaria, véase la **Gráfica 2.1**.
-

- El primero, corresponde al mercado de oferta y demanda en libre competencia, también denominado Mercado Libre (ML), donde los agentes oferentes y demandantes pueden transar, los productos, precios, calidad, condiciones técnicas y comerciales, a su libre albedrío.
- El segundo, es el mercado donde concurren los oferentes, empresas distribuidoras, y los consumidores menores, también denominado Mercado de Servicio Público de Electricidad (MSPE), donde las condiciones de precio, calidad, condiciones técnicas y comerciales, se encuentran normadas por la legislación y reguladas por la autoridad correspondiente. Por esta razón a este mercado también se le denomina Mercado Regulado (MR). Se entiende por regular al hecho de establecer la tarifa en forma administrativa, y no sujeto a la acción de las fuerzas del mercado. El límite entre el mercado libre y el regulado, se encuentra establecido actualmente en un (1) MW de demanda del cliente final.
- El tercero, corresponde al mercado de oferta y demanda mayorista, denominado Mercado Intergeneradores (MI), el que también se encuentra totalmente reglamentado y normado. A este mercado, tienen la obligación de concurrir todos los generadores conectados a la red de transporte y es administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Este mercado constituye un fondo, donde la producción de todos los oferentes es computada a su precio de producción como ingreso al fondo, y el retiro de la electricidad del fondo, por parte de los mismos generadores, es computado al costo marginal (CMg) del sistema.¹² En esta medida, se deduce que el sistema de despacho de la oferta de generación es centralizado y el método corresponde a uno de prelación según los costos variables totales.

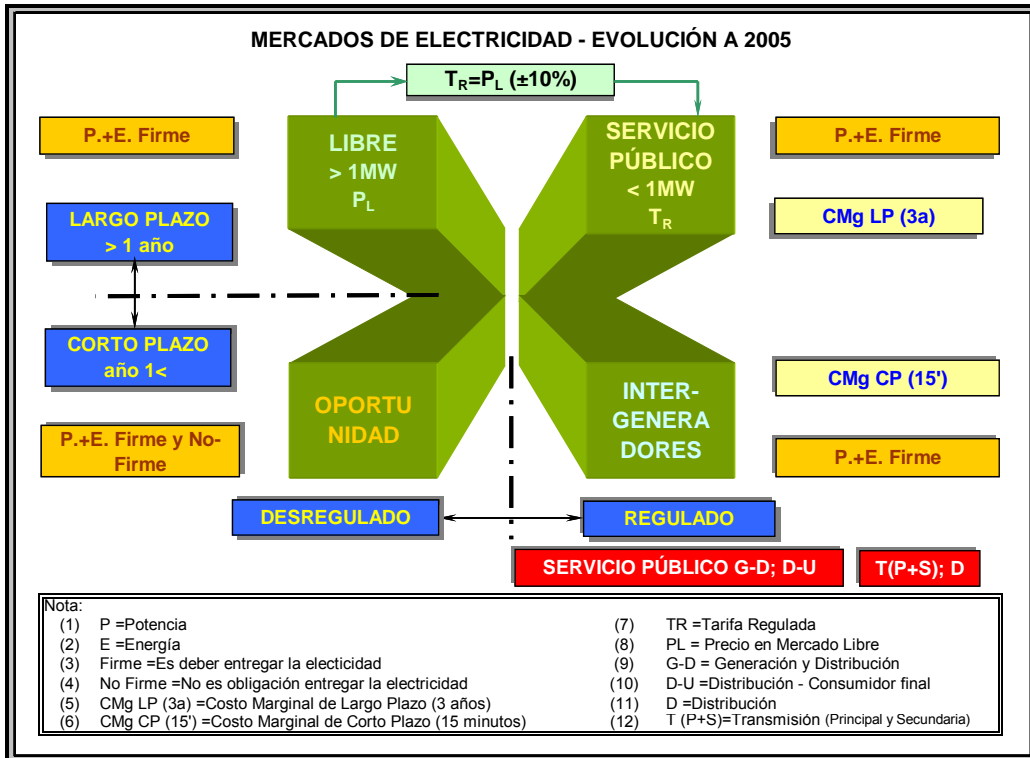
El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) es un organismo técnico, conformado por los titulares de las centrales de generación y sistemas de transmisión¹³ cuyas instalaciones se encuentran interconectadas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Su finalidad es coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Fue creado por mandato de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), fundado en 1993 y vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica a más del 70% de la población, ubicada en 21 de los 24 departamentos del Perú. En la **Gráfica 2.2** se muestran agentes del mercado actual y cuales de éstos son miembros del COES.

¹² La explicación detallada del sistema Costo Marginal se hace en el tema 2.5 PRECIOS, en el Acápite 2.5.1 Generalidades.

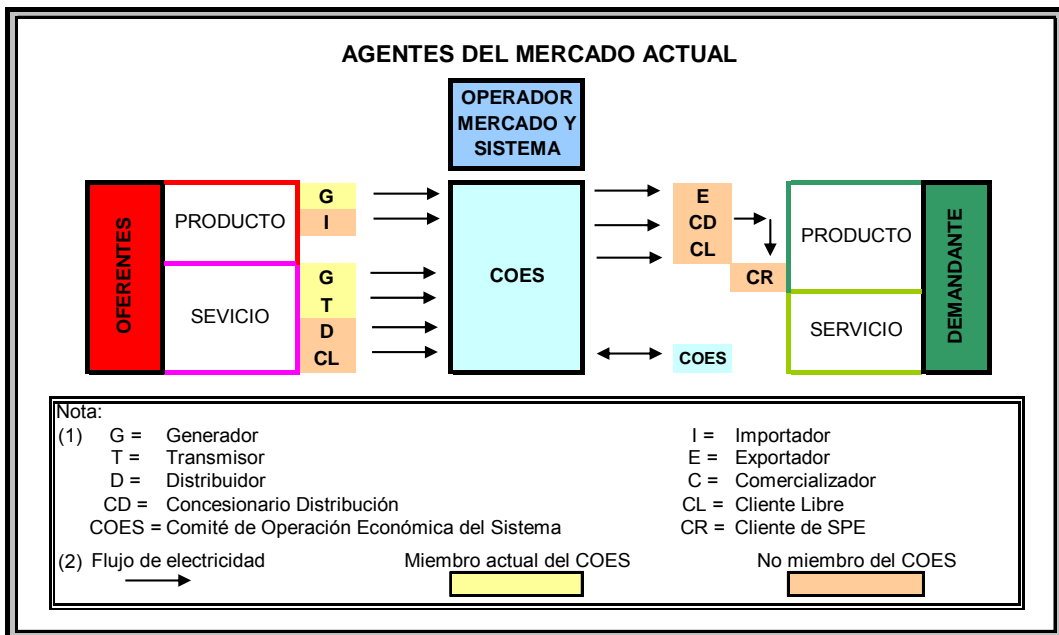
¹³ Los integrantes de COES-SINAC, a Julio de 2003, son los siguientes:

Generadoras: CAHUA (Emp. Gen. Eléctrica Cahua S.A.), ENERGÍA PACASMAYO (Energía Pacasmayo S.R.L.), EDEGEL (Emp. Gen. Eléctrica de Lima S.A.A.), EEPSA (Emp. Eléctrica de Piura S.A.), EGASA (Emp. Gen. Eléctrica de Arequipa S.A.), EGEMSA (Emp. Gen. Eléctrica de Machupicchu S.A.), EGESUR (Emp. Gen. Eléctrica del Sur S.A.), Duke Energy International EGENOR S.C.A., ELECTROANDES (Emp. Electricidad de los Andes S.A.), ELECTROPERÚ (Emp. Electricidad del Perú S.A.), ENERSUR (Energía del Sur S.A.), ETEVENSA (Emp. Gen. Termoeléctrica Ventanilla S.A.), SAN GABÁN (Emp. Gen. Eléctrica San Gabán S.A.), SHOUGESA (Shougang Generación Eléctrica S.A.A.), TERMOSELVA (Termoselva S.R.L.).

Transmisoras: ETESELVA (Eteselva S.R.L.), TRANSMANTARO (Consorcio TransMantaro S.A.), REDESUR (Red Eléctrica del Sur S.A.), REP (Red de Energía del Perú S.A.), ISA PERÚ (ISA Perú S.A.).

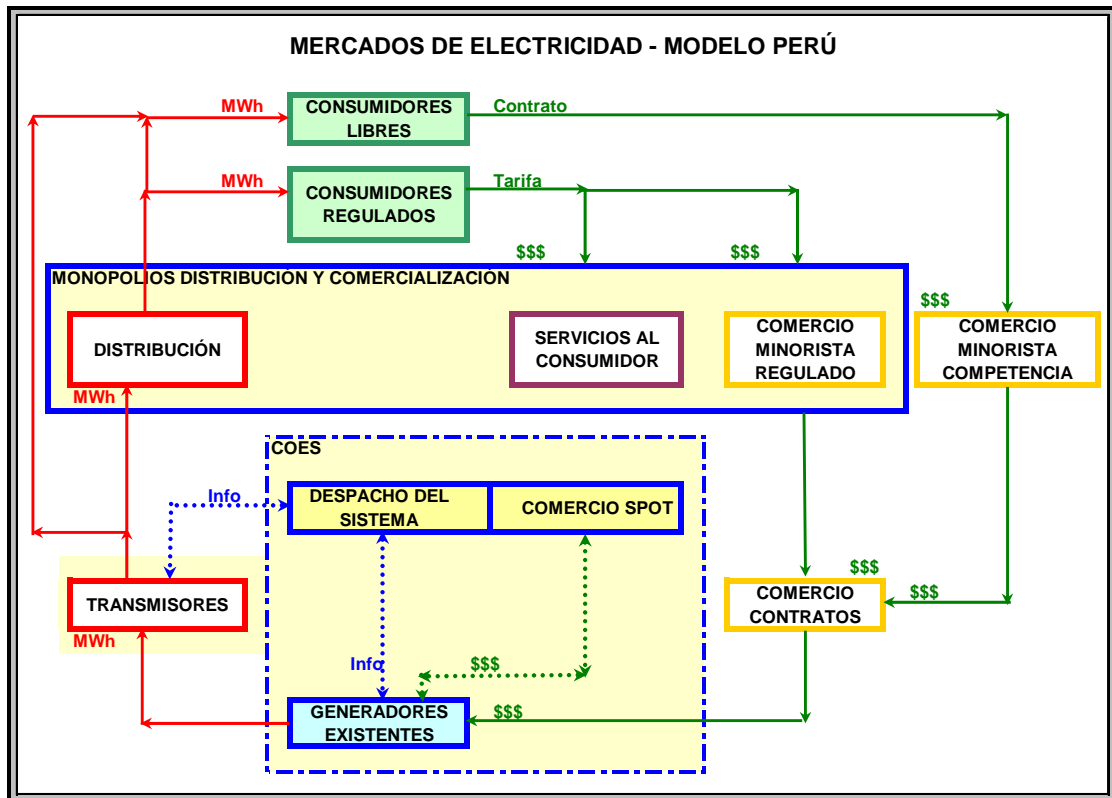


Gráfica 2.1: Mercados Electricidad – Reforma Primera Generación y Evolución a 2005



Gráfica 2.2: Agentes del Mercado - Actual

En la **Gráfica 2.3** se observa la interrelación entre los diferentes actores del mercado de electricidad, las funciones, el ente de operación del mercado y del sistema (para el caso de Perú, corresponde a COES), los flujos de electricidad, información y dinero.



Gráfica 2.3: Mercados de Electricidad – Modelo Perú

2.1.3 Consumidor

Según la legislación de Perú, los consumidores se dividen en consumidores finales e intermedios. Los clientes intermedios, son aquellos que adquieren la electricidad a fin de proceder a revenderla, en otras localidades o condiciones. El ejemplo básico corresponde a las empresas de distribución. Los consumidores finales, son aquellos que adquieren la electricidad con el fin de consumirla para sus actividades diarias. Los consumidores finales, a su vez, se subdividen en consumidores que se encuentran sujetos al mercado regulado (MR) y aquellos asignados al mercado libre (ML).¹⁴ Como señalado, actualmente el límite entre uno y el otro corresponde a una demanda máxima de un (1) MW. Los clientes según su conveniencia y necesidad de consumo pueden optar por diferentes alternativas de suministro, sean en alta (AT), media (MT) o baja tensión (BT). Estas opciones, para el mercado regulado, viene conjugadas con el tipo de tarifa por elegir, que se encuentra en el así denominado pliego de tarifas o tarifario.

Todas las generadoras producen la electricidad en media tensión, la que posteriormente es transportada a través de las redes de transmisión en el ámbito nacional en alta o muy alta tensión, para de esta manera disminuir al mínimo las pérdidas propias del sistema de transmisión. Situación similar acontece con el transporte en las redes de distribución. Dado que la mayoría de los abonados tienden a consumir la electricidad en el nivel de baja tensión, la electricidad al llegar

¹⁴ La explicación detallada de los distintos tipos de mercados se encuentra en el tema 2.1 ASPECTOS GENERALES, en el Acápite 2.1.2 Mercados.

a los mercados de consumo, se encuentra sujeta a un proceso de transformación, de muy alta, a alta, media o baja tensión, dependiendo de los requerimientos del mercado de demanda y de los sistemas de distribución. Sin embargo, aquellos consumidores que tienen la necesidad de comprar la energía en una mayor tensión, (media o alta), pueden hacerlo. Así, el pliego de tarifas establece las condiciones para la ejecución de las transacciones en los diferentes niveles de tensión.

2.1.4 Producto

El producto electricidad es *sui generis* en los mercados convencionales, dado que es uno de los pocos productos que económicamente hablando, no es factible de ser almacenado en cantidades mayores, razón que obliga a que dicho producto se transe en tiempo real, es decir, en el mismo momento en que se produce, se transporta, se distribuye y se consume.¹⁵ En el sector electricidad, y para fines del consumidor final, se cuenta con un sólo producto, es decir electricidad. Si bien el producto es único, este se suele transar en partes constituyentes del mismo, como potencia activa,¹⁶ energía activa¹⁷ y energía reactiva.¹⁸ En forma adicional, se cuenta con una serie de servicios complementarios que permiten que el mencionado producto arribe al consumidor final en las condiciones por él requeridas, a saber, en la magnitud y calidad necesarias. Es también factible que dichos productos se transen a precios diferenciados, según el momento del día en que se realice, es decir, en horas de mayor demanda, conocido como horas de punta (HP) y en horas de menor demanda, conocido como horas fuera de punta (HFP).

2.2 ANÁLISIS DE DEMANDA

2.2.1 Demanda Histórica

Para realizar el análisis histórico de la demanda por el producto electricidad se ha tomado en consideración los siguientes elementos de juicio.

¹⁵ El ejemplo clásico para diferenciar los costos económicos de la electricidad almacenada y aquella que se transe en tiempo real, es el costo de la electricidad almacenada en las pilas y baterías secas o húmedas, con relación a la electricidad de la red. Otro ejemplo clásico para diferenciar los costos económicos de la energía lumínica producida por la electricidad de la red con lámparas incandescentes, fluorescentes o ahorradoras, constituye aquella producida por las velas, linternas a queroseno o a pilas.

¹⁶ La potencia es la cantidad de trabajo que se puede realizar y la unidad eléctrica comercialmente utilizada es el kilovatio (en otros idiomas *kilowatt*) (kW). Existen dos tipos de potencia: la activa y la reactiva. La potencia activa (P) es la que efectivamente se aprovecha como potencia útil en el eje de un motor o la que se transforma en calor en la resistencia de un calefactor y es necesaria para el funcionamiento de estos artefactos. La potencia reactiva (Q) es la que los campos magnéticos de los motores, reactores, balastos de iluminación, etc. intercambian con la red sin significar energía útil. La potencia activa y reactiva se suman entre sí en forma vectorial dando como resultado la potencia aparente (S). El ángulo que se forma entre la potencia activa y la aparente se denomina Φ y dependerá del tipo de carga, ya que cuanto más potencia reactiva tenga la carga tanto mayor será en ángulo.

¹⁷ La energía es la potencia que se utiliza a lo largo del tiempo, esta se divide en dos tipos: energía activa y energía reactiva. La energía activa es la parte de la energía que se transforma íntegramente en trabajo o en calor y se mide en kWh. En artefactos tales como estufas, planchas, calefones, cocinas o lámparas incandescentes, la totalidad de la energía requerida para el funcionamiento es transformada en calor o luz.

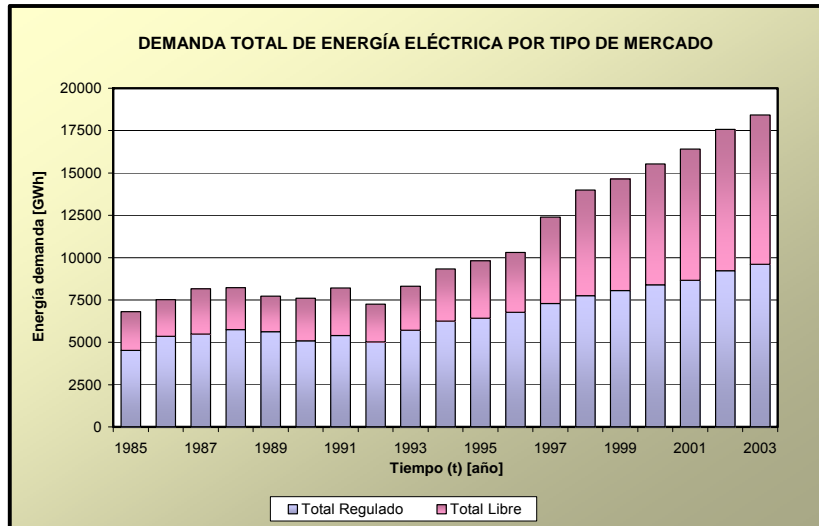
¹⁸ La energía reactiva se pone de manifiesto cuando existe un trasiego de energía activa entre la fuente y la carga, generalmente está asociada a los campos magnéticos internos de los motores y transformadores, se mide en kVArh. Como esta energía provoca sobrecarga en las líneas, transformadores y generadores sin producir un trabajo útil, es necesario neutralizarla o compensarla. Ambos tipos de energía se distinguen en artefactos como motores, equipos de iluminación fluorescente, equipos electromecánicos (lavarropas, heladera, aire acondicionado) en los cuales una parte de la energía se transforma en frío, luz, movimiento, etc. (energía activa), y la parte restante es requerida para su propio funcionamiento (energía reactiva).

-
- Con relación a las variables incluidas para el análisis, se ha tomado el volumen de venta del producto electricidad, en términos físicos [GWh], así como en términos monetarios, millones de dólares de USA [M*US\$] a valor corriente.
 - Con relación a las variables independientes, se ha tomado en cuenta el Producto Bruto Interno (PBI), medido en dólares constantes de 1994, la población total del país (POB) y la cantidad de abonados del suministro de electricidad (ABO).

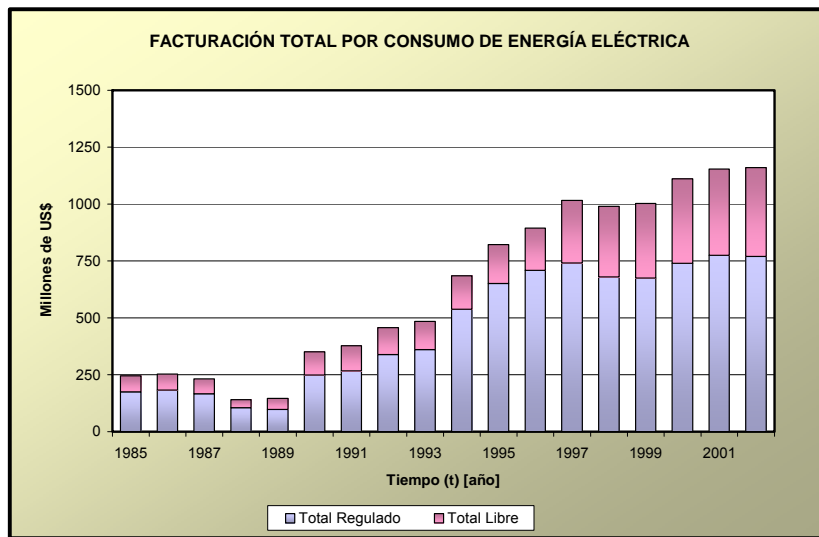
En la serie histórica de todas las variables del análisis, excepto población, se observa *a priori* tres periodos relativamente marcados. El primero, desde antes de 1985 y que cubre hasta 1989, el segundo, se extiende desde 1990 hasta 1994 y, el tercero, de 1995 en adelante. La presentación de todas estas variables ayudará a analizar más exhaustivamente la demanda de electricidad, puesto que se hace factible el cálculo de diferentes ratios que correlacionan las variables obteniéndose la estructura del mercado, intensidades y elasticidades relativas a la demanda de electricidad.

En la **Gráfica 2.4** se observa que para el periodo de análisis la tendencia del consumo de electricidad [GWh] es creciente, presentando una tasa de promedio anual de 5,74 %. Sin embargo, la estructura de la demanda, ha variado significativamente. Así, en el año 1985 el mercado libre correspondía a 33,7% y el mercado regulado a 66,3% del total del consumo, mientras que en el año 2003 esta relación fue de 47,8% y 52,2%, respectivamente. Es por esto que se puede afirmar, que el crecimiento de la demanda se sustenta en el crecimiento del mercado libre, a saber, la industria con fines de exportación y en menor medida la industria para el mercado interno. A su vez, el crecimiento de la industria es la consecuencia de diferentes motivos, entre otros, crecimiento de la economía nacional y estancamiento de los ingresos per cápita de la población.

Desde el punto de vista de la facturación de energía eléctrica [US\$] para el período 1985 a 2002, la tasa promedio anual de variación es de 9,58%. La demanda facturada al cliente final, presenta una estructura cambiante. Mientras que en el año 1985 al mercado libre le correspondía el 29,0% y al mercado regulado el 71,0% de la facturación, en el año 2002 esta relación fue de 33,7% y 66,3%, respectivamente. En la **Gráfica 2.5** se aprecia que la demanda, medida en términos monetarios, se puede segmentar en tres partes: (i) la primera, desde 1985 hasta 1989 refleja un decrecimiento en los volúmenes de facturación en general, (ii) la segunda, entre 1990 y 1997, muestra un crecimiento vertiginoso en la facturación soportado por los ingresos percibidos gracias al mercado regulado, específicamente el segmento residencial, y, (iii) la tercera se extiende de 1998 en adelante, y en esta se observa una estabilización de la magnitud de la facturación. La explicación del comportamiento de la facturación, se fundamenta básicamente en la variación de los precios de la electricidad, a saber, (i) el primer período, corresponde a uno con precios altamente subvencionados, distorsionados y con subsidios cruzados, (ii) el segundo, incluye la reestructuración de los precios relativos, retiro paulatino de los subsidios y establecimiento de precios según señales económicas del mercado, y, (iii) en el tercero, se observa una estabilización de los precios motivada por el traslado al consumidor de las eficiencias del mercado.



Gráfica 2.4: Demanda Total de Energía Eléctrica por Tipo de Mercado ¹⁹



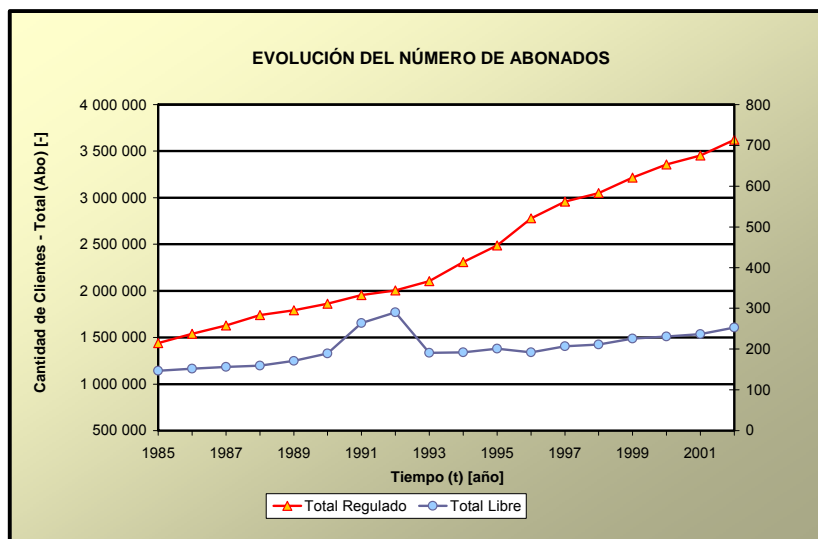
Gráfica 2.5: Facturación Total por Consumo de Energía Eléctrica ²⁰

Inicialmente se esperaría que la expansión del consumo físico se viera reflejada de manera directa e inequívoca en la correspondiente facturación. Pero como se aprecia, la tasa de variación de la participación del mercado libre en la estructura del mercado total, en términos físicos y términos monetarios no es la misma, es más, ni siquiera se asemeja entre sí. Este fenómeno se explica, en el hecho que el precio unitario de la electricidad en el mercado libre ha disminuido a lo largo del tiempo, determinando de esta forma un incremento menor en los respectivos ingresos. La reducción del precio, responde a su vez, (i) a la política del Estado de facilitar las negociaciones directas entre el oferente y consumidor en el mercado libre, y, (ii) a la reforma realizada en el sector a inicios de la década de los 90.

¹⁹ Para mayor detalle de cálculo véase el Cuadro A-2.1 en el Anexo A-2.

²⁰ Para mayor detalle de cálculo véase el Cuadro A-2.2 en el Anexo A-2.

En las **Gráfica 2.6** y **Gráfica 2.7** se presenta las series históricas para los abonados del mercado libre y del mercado regulado. Si se observa el mercado regulado, específicamente la demanda de baja tensión que representa aproximadamente 99% de este mercado, el consumo unitario por habitante se mantiene relativamente constante con un leve incremento, mientras que el consumo unitario por abonado tiende a reducirse sustancialmente. Esto significa que existe una reducción de casi el 50% en el número de personas por abonado.

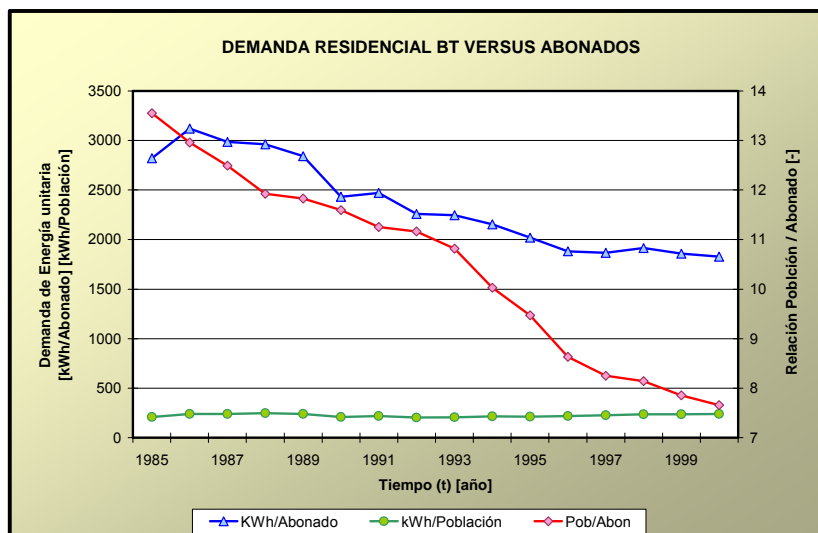


Gráfica 2.6: Evolución del Número de Abonados ²¹

Las variaciones que se presentan en las pendientes de las rectas de abonados son consecuencias de dos tipos de causas, la primera es la iniciativa y obligación de los concesionarios de distribución de atender a todo potencial cliente dentro de su zona de concesión y la segunda es la iniciativa del Estado en la electrificación rural. La primera de las causas señaladas se sustenta en el cambio del modelo normativo del sector electricidad en 1992 que obliga a los distribuidores a la atención de los consumidores y como contraprestación le otorga el mercado cautivo en su zona de concesión. La segunda causa, la iniciativa del Estado, si bien siempre se ha encontrado presente, la magnitud de la misma ha dependido del presupuesto asignado.

Se puede decir que, durante el periodo de análisis tanto la cantidad de clientes como la demanda presentan una expansión. Sin embargo, concentrándose específicamente en el mercado libre, se observa que el incremento de abonados tiene una tendencia constante. Entonces, se puede afirmar que, el mercado libre posee mayor atractivo para las empresas generadoras, en términos de un crecimiento sostenido, ya que a pesar de estar compuesto por un número inferior de clientes, el crecimiento del consumo de estos [GWh], se está expandiendo más rápidamente.

²¹ Para mayor detalle de cálculo véase el Cuadro A-2.3 en el Anexo A-2.



Gráfica 2.7: Demanda Residencial BT versus Abonados ²²

2.2.2 Demanda Proyectada

Para analizar la factibilidad de cualquier proyecto de inversión, es necesario detectar si en el presente y esencialmente en el futuro existirá una demanda suficiente del producto que se pretende ofrecer, de forma tal que sea lucrativo ingresar al sector económico. De esta manera, la prospectiva de la demanda es una piedra angular dentro de la evaluación de proyectos, dado que con este análisis se valida o descarta la idea inicial de inversión. La proyección de la demanda, al igual que en el caso de la oferta, puede realizarse por múltiples sistemas. Así, es necesario elegir la metodología que en mayor medida se ajuste a las necesidades del caso,²³ de manera que se obtengan los resultados más realistas posibles, dado que será la base de decisión de muchos factores, entre otros, desde el tamaño de planta hasta la tecnología y la localización a considerar.

Existe un especial interés por parte del Gobierno y el Ministerio de Energía y Minas (MEM), de poder prever su demanda a fin de buscar maneras de fomentar la inversión necesaria, nacional y/o extranjera. Considerando este fin, MEM ha desarrollado desde 1992, año de la reforma, un sistema de proyección extremadamente acucioso para la proyección de la demanda. La exactitud y veracidad de los modelos matemáticos utilizados mediante sistemas computacionales, es de tal magnitud que todos los agentes del mercado del sector realizan sus propias proyecciones basándose en los resultados publicados por dicha institución.²⁴ Por esta razón, se optó por utilizar estos datos, dado que son confiables y sustentados directamente por información del mercado.

²² Para mayor detalle de cálculo véase los Cuadros A-2.1, A-2.3 y A-2.6 en el Anexo A-2.

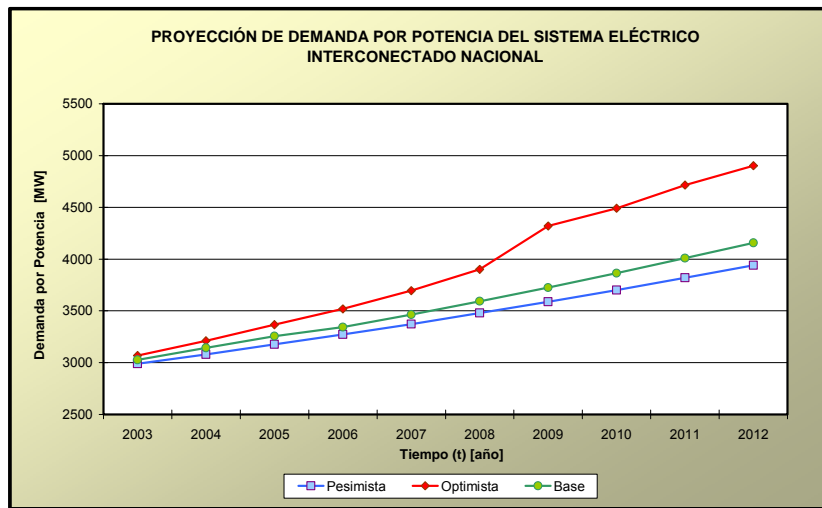
²³ En el Anexo A-2.2 se presenta la descripción de la metodología utilizada en el sector electricidad para proyectar la demanda de electricidad a nivel nacional.

²⁴ El documento periódico que publica MEM, -inicialmente elaborado por la Oficina Técnica de Energía (OTER) y actualmente por la Dirección General de Electricidad (DGE)-, es el "Plan Referencial de Electricidad" (PRE). Éste y el Plan Referencial de Hidrocarburos (PRH) publicado por Dirección General de Hidrocarburos (DGH), en conjunto son la base del "Plan Referencial de Energía" (PREN) que cubre todo el sector energético.

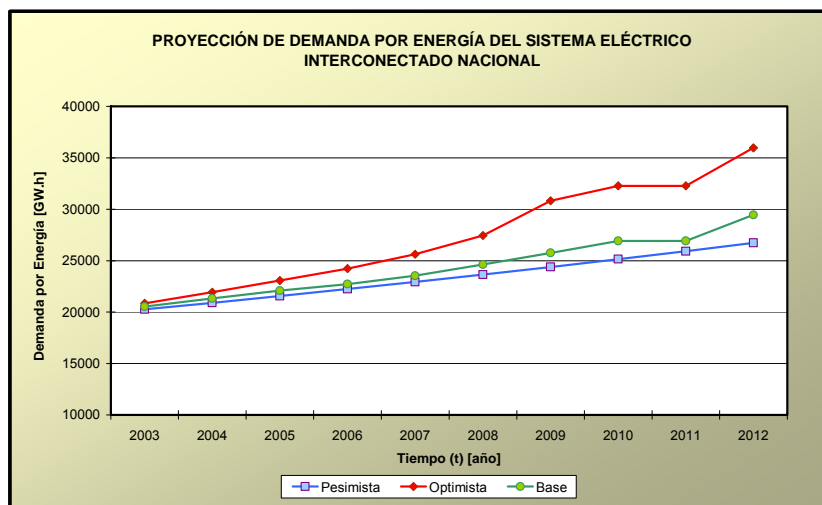
2.2.2.1 Resultados

Sobre la correlación de la información histórica de las diferentes variables analizadas, se obtiene que la proyección de la demanda por electricidad para los siguientes 10 años, tiene el comportamiento que se muestra en las **Gráfica 2.8** y **Gráfica 2.9**

En la **Gráfica 2.8** se muestran las proyecciones de la máxima demanda por potencia para los tres escenarios. Las tasas de crecimiento promedio de los escenarios Optimista, Base y Pesimista son 4,8%; 3,4% y 3,1% para el período 2003-2007; 5,9%; 3,7% y 3,2% para el período 2008-2012 y 5,3%, 3,6% y 3,1% para el período 2003-2012, respectivamente. En la **Gráfica 2.9** se muestran las proyecciones de la demanda por energía eléctrica para los mismos escenarios. Las tasas de variación para el período 2003-2007 en dichos escenarios se pronostican en 5,3%, 3,5% y 3,1%, mientras que para el período comprendido entre 2008-2012 las tasas son 6,9%; 4,6% y 3,1%, respectivamente.



Gráfica 2.8: Proyección de Demanda por Potencia SEIN²⁵



Gráfica 2.9: Proyección de Demanda por Energía del SEIN²⁶

²⁵ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.5 del Anexo A-2.

Del análisis de demanda realizado y tomando en consideración los datos históricos y la proyección estimada, se puede afirmar que independiente del escenario que trate, -base, pesimista u optimista-, en todos los casos la demanda total es creciente, por lo que se deduce que la expansión del mercado será suficiente como para soportar el ingreso de nuevos oferentes en el futuro próximo.

2.3 ANÁLISIS DE OFERTA

2.3.1 Oferta Histórica

Los puntos que han sido considerados en el análisis histórico de la oferta de electricidad, son los que se presentan a continuación.

- En términos de las variables incluidas para el análisis, se encuentra el producto electricidad en unidades físicas [GWh], el Producto Bruto Interno (PBI), medido en dólares constantes de 1994, y la población (POB) total del país.
- En este análisis no se toma en cuenta el valor corriente de lo facturado por los oferentes del producto electricidad en el mercado. Este valor de ser usado, serviría para medir la elasticidad de la electricidad respecto al precio. Sin embargo, el intervalo del tiempo de análisis respecto a esta variable es relativamente corto en comparación con las otras variables y se encuentra sumamente distorsionado, tanto por subsidios como por ajustes.

Para este caso, la serie histórica cubre desde 1970 hasta 2000. Dichas series históricas, muestran *a priori* diferentes periodos relativamente marcados por diversos hechos coyunturales. También, se ha calculado diferentes ratios que correlacionan las variables, obteniéndose el comportamiento del mercado de oferta.

2.3.1.1 Producción

La producción de electricidad comprende tanto aquella usada para el consumo final, así como, el consumo propio de las generadoras, las pérdidas de transmisión y distribución y las pérdidas comerciales.²⁷ En las **Gráfica 2.10** y **Gráfica 2.11** se observa la tendencia de la oferta de electricidad y los datos de PBI y de POB.^{28 29}

La oferta de electricidad ha tenido un crecimiento constante, con la salvedad de dos oportunidades, coincidentes con los años de aparición del fenómeno de El Niño, especialmente en

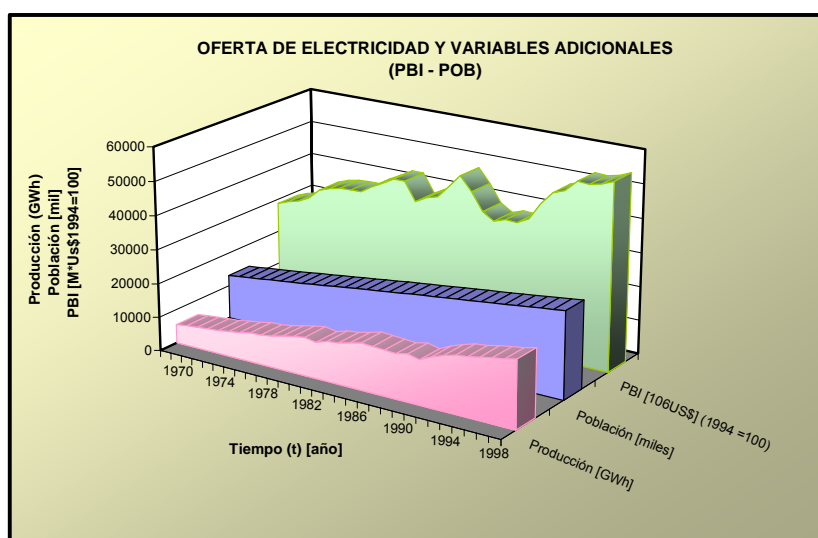
Nota viene de...

²⁶ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.5 del Anexo A-2.

²⁷ Las pérdidas comerciales están constituidas por las diferencias en los balances derivados de las mediciones y los consumos no registrados por los vendedores, es decir, hurtos.

²⁸ Desde el punto de vista POB, a pesar que en términos absolutos ha habido un crecimiento constante, la tasa relativa es decreciente. Es decir, la población está en expansión, sin embargo, el ratio de crecimiento está disminuyendo lentamente.

los años 1983 y 1992, que repercutió en caídas mayores de la oferta de electricidad y por ende una demanda insatisfecha del mercado.³⁰ Por lo tanto, se deduce que en esa época, la producción de electricidad tenía una dependencia mayor del ciclo hidrológico. Sabiendo que dicho fenómeno climatológico no puede ser previsto y menos aún oponible, el país requería contar con otras fuentes energéticas primarias para fines de producción de electricidad. Entre otros motivos, derivado de esta circunstancia es que el Estado se planteo y desarrollo otra fuente energética primaria, el gas natural procedente de Camisea. Este energético primario recién estuvo disponible en el mercado de la zona de Lima a mediados del año 2004. Entre otras razones, éste es el motivo de elegir el gas natural para el proyecto de la presente tesis.



Gráfica 2.10: Oferta de Electricidad y Variables Adicionales (PBI - POB)³¹

Para fines del análisis, en el presente acápite, se dividirá la producción en dos grandes rubros. El primer conjunto está constituido por las generadoras hidráulicas, mientras que el segundo grupo está compuesto por las plantas termoeléctricas. Para una mejor visualización de la producción dependiendo del energético primario utilizado, se presenta la **Gráfica 2.12**. El intervalo de tiempo utilizado para este análisis va desde 1996 hasta 2002. Como se puede apreciar, ha habido ciertos cambios en la producción de energía [GWh] durante ese periodo, sin embargo la tendencia básica ha sido que las plantas hidráulicas dominen la oferta de energía, con una producción que representa en promedio el 84,5%.³²

Nota viene de...

29

Desde el punto de vista de PBI, este ha tenido en el periodo de análisis, una serie de traspiés, algunos de ellos de mayor magnitud. En términos estadísticos se puede afirmar que corresponde a una variable muy volátil.

30

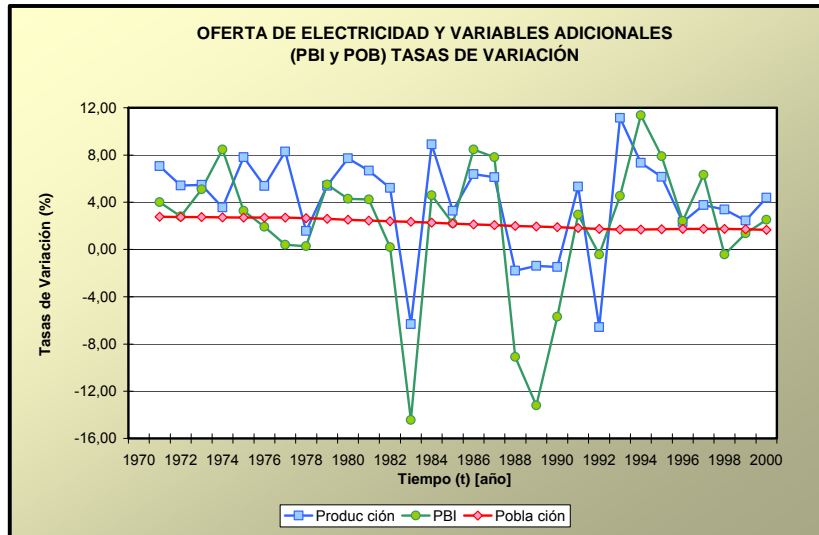
A modo de referencia se señala, que al lector bastará recordar que durante el año 1992, el suministro de electricidad a todos los abonados del sistema interconectado del país, fue racionado durante 8 horas diarias. Los dos motivos principales fueron, presencia de actos terroristas y carencia de electricidad por el fenómeno climatológico de El Niño. Es decir, la población percibió una demanda insatisfecha de aproximadamente 30% a 33%. Sin embargo, comparando la estadística de consumo del año 1992 respecto al año previo, la demanda insatisfecha fue de 11,5%. Empero, comparando la estadística de variación de la oferta ésta se encuentra en -6,6%.

31

Para información de detalle véase el Cuadro A-2.6 del Anexo A-2.

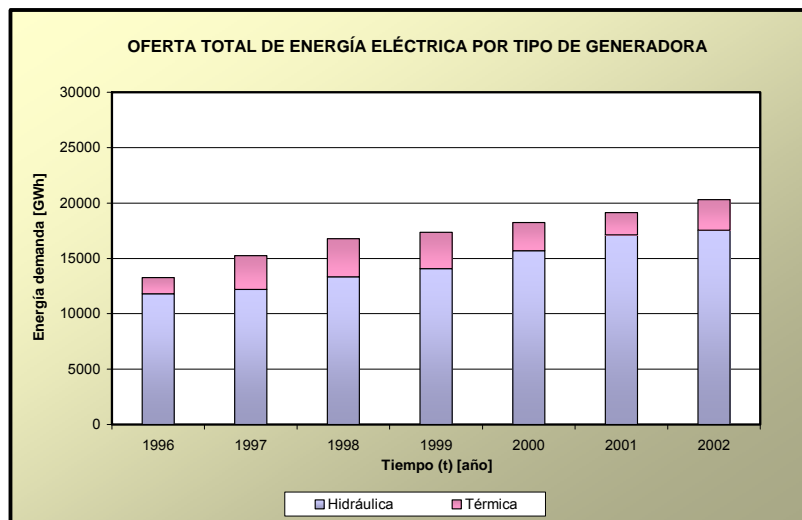
32

La mínima participación de las generadoras hidráulicas en el mercado ha sido aproximadamente 79,5% y la máxima 89,5%, con una variación de 6,8% en el intervalo de estudio.



Gráfica 2.11: Oferta de la Electricidad y Variables Adicionales (PBI y POB) Tasas de Variación ³³

La producción de las termoeléctricas es mucho menor que el de las hidroeléctricas, debido básicamente a que sus costos variables de producción son bastante más altos que éstas últimas, por lo que el sistema de despacho por prelación según el costo variable las relega al último puesto.³⁴ Por tal razón, estas plantas representan en promedio un 15,5% de la producción total nacional con una variación de 11,2% durante los siete años analizados.



Gráfica 2.12: Oferta Total de Energía Eléctrica por Tipo de Generadora ³⁵

2.3.1.2 Capacidad Instalada

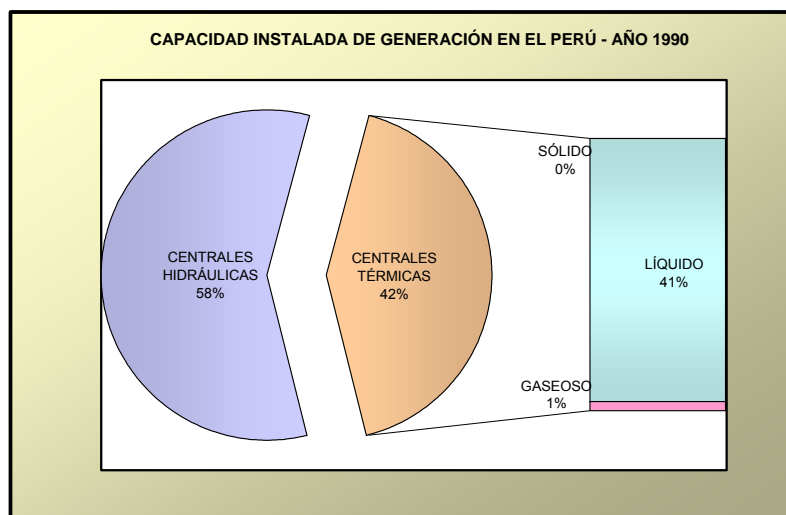
La capacidad instalada de las generadoras se refiere, tanto a la potencia por tipo de planta, como a la composición que tiene el sistema, agrupándose por el energético primario utilizado para la producción, sea hídrico o térmico. En esta parte del análisis se presenta información estática y

³³ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.6 del Anexo A-2.

³⁴ La explicación detallada del funcionamiento del sistema del Costo Marginal se hace dentro del tema 2.5 PRECIOS, en el Acápite 2.5.1 Generalidades.

³⁵ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.7 del Anexo A-2.

puntual para los años 1990 y 2000,³⁶ dado que la potencia total del sistema cambia en forma estadísticamente discreta al exigir la implantación de grandes proyectos de inversión, lo que no sucede con frecuencia. Así, un intervalo de diez años se considera un plazo suficiente como para observar diferencias en la estructura del sistema de generación. Según se observa en la **Gráfica 2.13**, en 1990, de la capacidad instalada en el ámbito nacional, la mayor potencia (58%) correspondía a centrales hidroeléctricas. Así, las centrales termoeléctricas aportaban con una capacidad de 42%, sin embargo, contándose únicamente con plantas que utilizaban combustibles gaseosos y mayoritariamente líquidos.



Gráfica 2.13: Capacidad Instalada de Generación en el Perú – Año 1990³⁷

Según se observa de la **Gráfica 2.14**, la situación al año 2000 se invirtió, son las termoeléctricas las que poseen una mayor capacidad instalada, con un 53%. Otro cambio, es que a pesar que el combustible más utilizado en las termoeléctricas sigue siendo los derivados del petróleo en forma líquida, la utilización del combustible gaseoso aumenta en cinco veces y el combustible sólido aparece en el mapa.

Esta tendencia no sólo se mantendrá en los próximos años, sino que se pronunciará, dado que con el arribo del gas natural proveniente de Camisea se tornará bastante más rentable generar con termoeléctricas a gas natural. Esta observación se confirmará en la sección de pronósticos de la oferta, en donde se aprecia que las inversiones para instalación de nueva capacidad generadora se concentrarán en el área de termoeléctricas a gas.

Es necesario resaltar el hecho de que las afirmaciones hechas en la sección de producción no se contradicen con las realizadas en este acápite. Como se recuerda, anteriormente se mencionó que la demanda es satisfecha en su mayoría por las plantas hidroeléctricas, dado que estas tienen

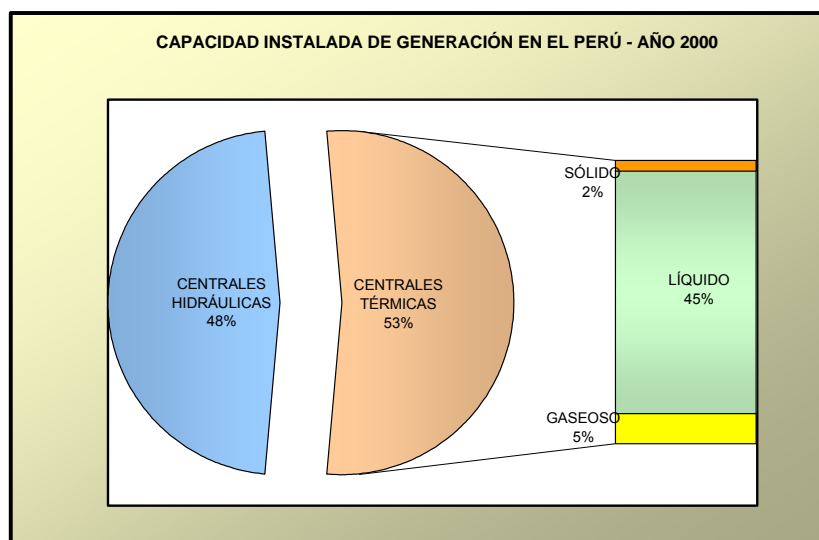
³⁶

Estos años fueron elegidos de manera aleatoria, dentro de los posibles años de comparación.

³⁷

Para información de detalle véase el Cuadro A-2.8 del Anexo A-2.

prioridad en el despacho de su producción debido a su menor costo variable unitario. Sin embargo, esto no significa que sean estas mismas plantas las que tengan una mayor capacidad instalada, como se comprueba con la información presentada para el año 2000.



Gráfica 2.14: Capacidad Instalada de Generación en el Perú – Año 2000 ³⁸

2.3.2 Análisis de Competencia

Como señalado, en Perú la actividad de generación ha sido definida como una de libre competencia sin ningún tipo de barrera normativa para el ingreso, permanencia, o salida del mercado. Las únicas barreras que se pueden presentar son aquellas relativas al mercado. En esa medida resulta determinante analizar el nivel de competencia que se presenta en dicho mercado.

Al igual que se mide el nivel de competencia en los mercados de otros países, la legislación en Perú establece también un sistema de medición similar. El Departamento de Justicia (DOJ) y la Comisión Federal de Comercio (FTC) de los Estados Unidos de América (USA) mediante sus 'Lineamientos de Fusiones Horizontales',³⁹ introducen el sistema de cuantificación de la competencia en el mercado, vía el método de análisis de las concentraciones empresariales. También, en la Unión Europea (UE), la libre competencia, el abuso de la posición de dominio y otras consideraciones relativas a los mercados se encuentran establecidas al más alto nivel en el Tratado de la Unión, cuya autoridad la ejerce el Consejo de la Unión Europea (CE),⁴⁰ que introduce como método de cuantificación de la competencia en un sector económico, el método de análisis de concentraciones empresariales.

³⁸ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.8 del Anexo A-2.

³⁹ Portal de Internet - Departamento de Justicia (DOJ) de USA. Los Lineamientos de Fusiones Horizontales fue revisado en 1992 y 1997, incluyéndose modificaciones que no cambiaron el espíritu y el núcleo de los mismos.

⁴⁰ Portal de Internet de la Unión Europea (UE) Artículos 81 a 90 del Tratado de la Comunidad Europea de 1962. Los Artículos 81 y 82 se encuentran desarrollados en el Reglamento 17/62 primigenio, superado por el Reglamento 1/2003 del 2002-12-16 del Consejo (CE) que entró en vigencia el 2004-05-01.

Dentro de la multiplicidad de herramientas más simples para la medición de las concentraciones económicas, se tienen el Índice de Gini (IG), la Curva Lorenz (CL) y el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI).⁴¹ Obviamente, las herramientas más complejas para medir las concentraciones económicas escapan al alcance de la presente tesis.

Al igual que la autoridad de la libre competencia de Perú, la Comisión y el Tribunal de libre competencia de INDECOPI, la Comisión de Competencia de UE y la Comisión Federal de USA, en el presente acápite se utilizará el indicador HHI. La literatura especializada y las autoridades de competencia de UE y de USA, establecen para concentraciones horizontales los siguientes umbrales del indicador HHI: (i) cuando es inferior a 1000, la concertación económica se considera baja; (ii) entre 1000 y 1800 como una moderada; y, (iii) cuando es superior a 1800 como alta. A lo largo de la lectura del presente acápite se requerirá mantener en mente estas franjas, para así comparar respecto a los valores que se mostrarán para Perú.

La información pública disponible a la fecha de elaboración del presente capítulo, corresponde a la del año 2002. Sobre esta base, se ha tomado en consideración los grupos económicos que participan en la actividad de generación en Perú. Los resultados obtenidos se observan en la **Gráfica 2.15**.

El mercado de generación en el año 2002 en Perú contaba con dieciocho agentes empresariales que tuvieron un volumen de facturación de 908,5 millones de US\$ anuales, que básicamente componen siete grupos económicos, los cuales son:

- TB: Tractebel de Bélgica
- EST: Empresas del Estado peruano
- Ind: Agentes Independientes
- EE: Endesa de España
- DK: Duke de USA
- NRG: NRG Energy de USA
- PSEG: Public Service Electricity Global (USA)

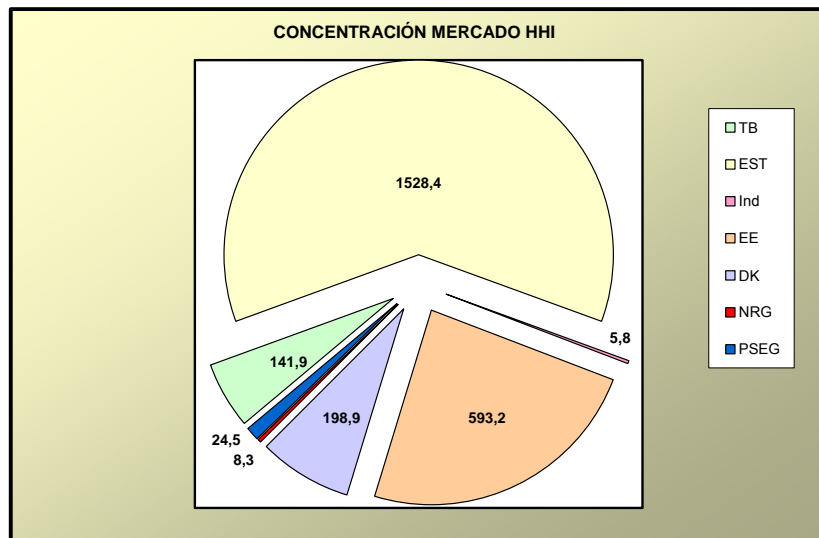
Dentro del rubro denominado independientes se consideran tres empresas relativamente pequeñas, que no conforman ningún grupo económico. Las otras quince empresas se dividen en seis grupos, que totalizan el 97,3% de la facturación total del mercado de generación.

El valor de HHI del mercado por exclusivamente empresas es 1494,2 catalogando el mercado como medianamente concentrado. Haciendo intervenir el concepto de concentración por grupos

⁴¹ Portal de internet de UE. Según la Oficina de la Unión Europea para Estadísticas. El acrónimo utilizado, HHI, corresponde al utilizado en inglés por Herfindahl - Hirschman Index, cuya definición es:
Specific measurement of market concentration, that is of the extent to which a small number of firms account for a large proportion of output. The HHI is used as one possible indicator of market power or competition among firms. It measures market concentration by adding the squares of the market shares of all firms in the industry.

económicos arroja un HHI igual a 2501,11 que modifica la caracterización a un mercado altamente concentrado.⁴² Profundizando en el análisis, se observa que el grupo Estado, a pesar del proceso de privatización, mantiene una posición de dominio con un HHI de 1528,38.

Del análisis de la competencia se concluye que en el mercado coexisten dos grupos económicos que tienen posición de dominio, adicionalmente cuatro grupos económico intermedios y tres empresas pequeñas independientes. Esto permite afirmar, primero, que el mercado podría aceptar el ingreso de nuevos operadores pequeños. Segundo, la lucha entre los operadores medianos es por no quedarse rezagados en su participación en el mercado, de forma tal que son estos grupos los que presionan para continuar con la privatización para así poder incrementar su participación. Tercero, la actitud del segundo grupo económico es la de mantener un bajo perfil, dado que por la presión ejercida por los grupos medianos al Estado para que privatice, pasará a liderar el mercado de generación.



Gráfica 2.15: Concentración del Mercado – HHI ⁴³

2.3.3 Oferta Proyectada

Como dicho, la electricidad es base de la industria y también del bienestar económico y social de un país. Por esta condición, no es factible dejar a merced total y completa del mercado, la promoción para la participación de nuevos oferentes. En cualquier otra industria, la ‘administración’ no sería necesaria, sin embargo, si se tiene en cuenta que cuando se trata de electricidad, la oferta siempre debe igualar y mejor si se encuentra por encima de la demanda, entonces se comprende la necesidad de fomentar la continua instalación de nuevas plantas y tecnologías más eficientes.

El ente que realiza el planeamiento guía de cómo podría desarrollarse la oferta futura, es MEM. El fin de este planteamiento es adelantarse al crecimiento de la demanda para, de esta manera,

⁴² Ambos datos se presentan en el Cuadro 2.9 del Anexo A-2.

⁴³ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.9 del Anexo A-2.

poder definir el momento y lugar en el cual deben establecerse nuevos proyectos, logrando minimizar los costos, maximizar la utilización de los recursos y asegurando al mismo tiempo un estándar mínimo de confiabilidad, calidad y seguridad.

Según lo establecido por MEM y publicado en el Plan Referencial de Electricidad (PRE) de 2003, los criterios empleados para la expansión de la generación han sido los siguientes:

- Probabilidad de pérdida de carga: 18 horas por cada período de 3 meses
- Margen de reserva: 30%, con un mínimo de 0% para el periodo de hidrología seca
- Condiciones hidrológicas: Data histórica de 38 años, con dos condiciones hidrológicas, (i) húmeda (85% de probabilidad), y (ii) seca (15% de probabilidad)
- Costo de racionamiento: 250 US\$/MW.h
- Costo de energía no servida: 6000 US\$/MW.h
- Vida útil: Centrales hidráulicas 50 años; centrales ciclo combinado 25 años
- Canon del agua: 0,254 US\$/MW.h y para la CH Cañón del Pato 0,333 US\$/MW.h

Las proyecciones realizadas han obtenido resultados para tres escenarios: pesimista, base y optimista. Para cada escenario de demanda, el MEM ha analizado los programas de expansión de la oferta. Según el Plan Referencial de Electricidad del 2003, los respectivos programas cuentan con las siguientes características:

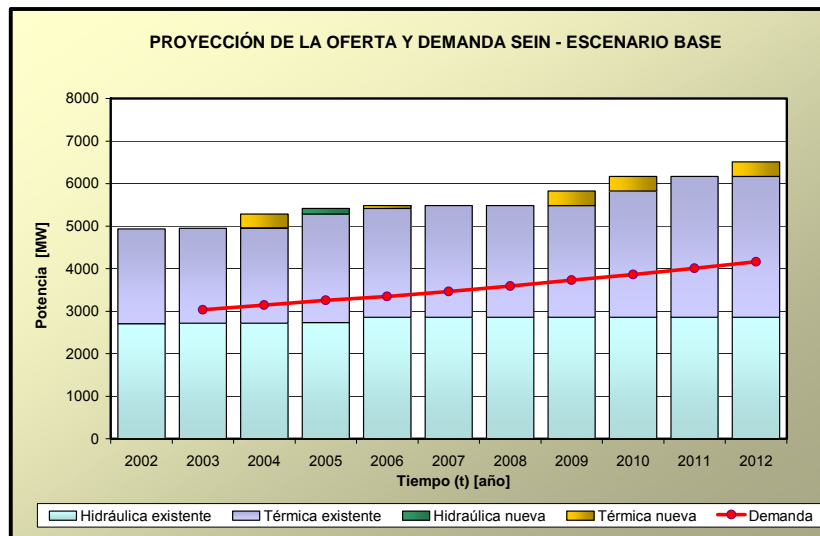
- Centrales hidráulicas comprometidas: central hidroeléctrica de Poechos primer trimestre del 2004 (entre tanto ya concluida) y proyecto de la central hidroeléctrica de Yuncán tercer trimestre del año 2005;
- Centrales térmicas comprometidas: compromiso de cambio de combustible a gas natural de la central térmica de Ventanilla (entre tanto parcialmente concluida).
- Opciones térmicas: centrales de ciclo combinado, turbinas a gas, a diesel y a carbón.

2.3.3.1 Resultados

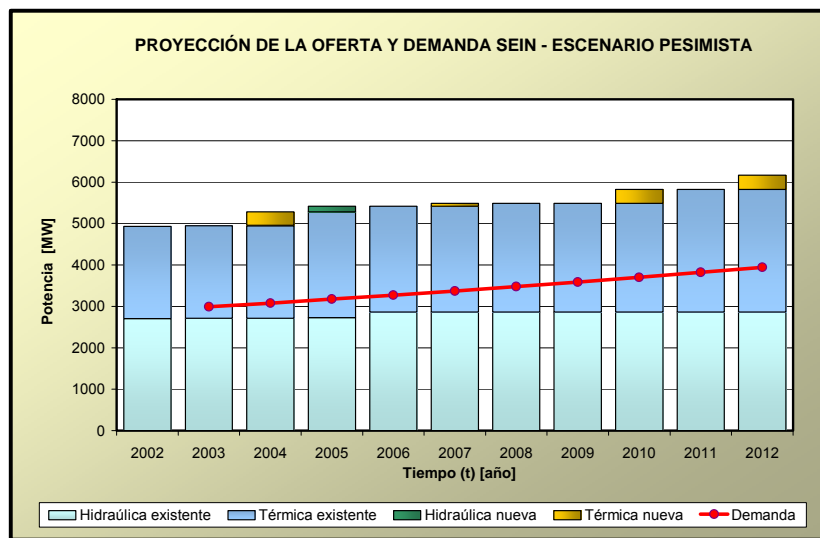
En la **Gráfica 2.16**, **Gráfica 2.17** y **Gráfica 2.18**, se presenta una comparación entre la oferta y la demanda proyectada por MEM. Como se aprecia, los tres escenarios de análisis tienen un comportamiento bastante similar. Sin embargo, cabe resaltar que, en todos los escenarios, la capacidad instalada cubre en exceso el factor de reserva establecido como premisa.

La **Gráfica 2.16** muestra los resultados del escenario base, donde se indica que para el año 2006 se planea tener concluido el ingreso de las centrales hidroeléctricas de Poechos y Yuncán, así como la reconversión de la central de Ventanilla del combustible Diesel 2 a gas natural. Esta reconversión de la central térmica será realizada en dos etapas distintas. El primer paso consiste en la reconversión de ambas unidades a gas natural para el año 2004, mientras que la segunda etapa es la adición de una unidad a ciclo combinado en el 2006. Como se aprecia, la explotación del gas natural de Camisea promoverá el ingreso de unidades de ciclo combinado a gas natural de 340 MW en los años 2008, 2010 y 2012.

El escenario pesimista que se muestra en la **Gráfica 2.17**, a pesar de que la potencia y el número de centrales que ingresarán al sistema eléctrico es el mismo que en el escenario base, la unidad de ciclo combinado entrará en funcionamiento recién el año 2009.



Gráfica 2.16: Proyección de la Oferta y Demanda SEIN – Escenario Base ⁴⁴



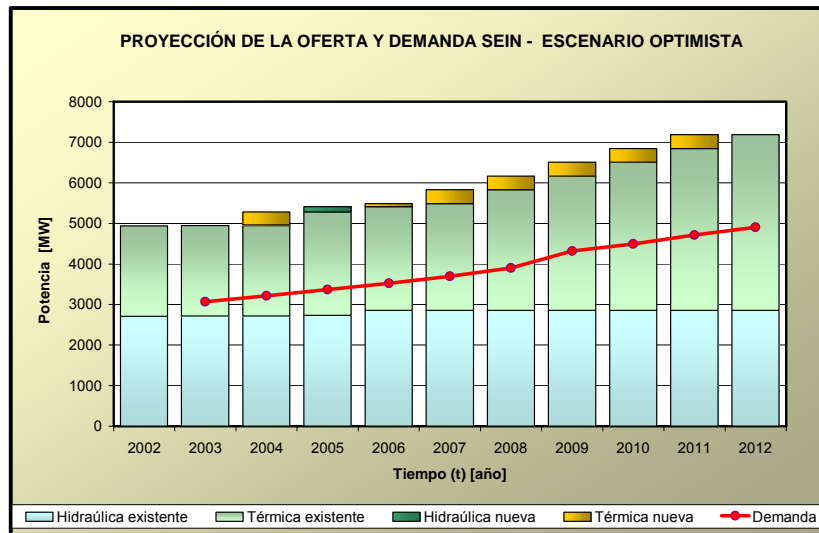
Gráfica 2.17: Proyección de la Oferta y Demanda SEIN – Escenario Pesimista ⁴⁵

En la **Gráfica 2.18** se muestra las proyecciones de la oferta para el escenario optimista. El comportamiento de este escenario es bastante similar al del escenario base hasta el año 2006. Sin embargo, durante 2007-2011, el sistema requiere anualmente el ingreso de nuevas unidades de ciclo combinado a gas natural de 340 MW capacidad cada una.

⁴⁴ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.5 y A-2.10 del Anexo A-2.

⁴⁵ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.5 y A-2.10 del Anexo A-2.

Como conclusión, se puede decir que en los tres escenarios la capacidad proyectada en hidroeléctricas es de 145MW. Mientras tanto, la capacidad proyectada para las centrales térmicas es de 1093MW para los escenarios base y pesimista y 1773MW para el escenario optimista. Esto demuestra que el mayor crecimiento en el área de generación se dará con las centrales térmicas que utilizan el gas natural como energético primario.



Gráfica 2.18: Proyección de la Oferta y Demanda SEIN – Escenario Optimista ⁴⁶

Desde la perspectiva de la oferta, el aparente sobre-exceso de capacidad instalada, no es tal, dado que muchas de las generadoras tienen restricciones de costos y de confiabilidad. En esa medida, existe espacio en el mercado para una central eficiente y costos competitivos.

Desde la perspectiva de la competencia, se puede afirmar que un proyecto de generación de mediana o pequeña magnitud, es viable, puesto que éste no les disputaría a los principales actores del mercado su posición de dominio.

También se observa que, sin importar el escenario, la oferta en términos de la capacidad instalada, en el horizonte al año 2012, pasa a ser mayoritariamente de centrales termoeléctricas. Esto no indica que la demanda en energía va a ser satisfecha en su mayoría por éstas plantas, dado que su costo variable es mayor a la de las hidroeléctricas. Pero sí significa que la participación de las centrales a gas natural va a multiplicarse y entrar a los mercados en reemplazo de las plantas que utilizan otro tipo de combustibles derivados del petróleo más caros y menos eficientes. Esto confirma la idea que se planteó inicialmente, según la cual el ámbito más adecuado para invertir en generación corresponde a plantas a gas natural.

⁴⁶ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.5 y A-2.10 del Anexo A-2.

2.4 ANÁLISIS DE MERCADO DEL PROYECTO

2.4.1 Demanda del Proyecto

En este acápite se evalúa la demanda que pretende ser satisfecha por la generadora. Esto sirve como fundamento para definir en el capítulo Estudio Técnico, entre otras variables, la capacidad instalada, el tipo de tecnología y la ubicación de la planta.

2.4.1.1 Demanda Insatisfecha

La demanda insatisfecha en el caso de una industria 'tradicional' es la diferencia que existe entre la demanda de los bienes o servicios y la oferta de los mismos. Cabe resaltar, que en el tipo de negocios tradicionales la demanda siempre es mayor a la oferta, en caso contrario, el precio de los bienes o servicios bajaría a tal punto, que no sería rentable participar en ese tipo de negocio.

Sin embargo, en un mercado tan especial como el de electricidad, -por tratarse de un producto no almacenable y por ende que se opera en tiempo real-, el concepto acostumbrado de la demanda y oferta se aplica con consideraciones *sui géneris*. En este caso, la oferta, -específicamente la capacidad instalada, más no por eso la producción de energía-, es mayor a la demanda. Esto se debe, a que es imposible para cualquier nación desarrollarse sin la ayuda de la energía eléctrica y además a que la implantación de una generadora es un proyecto mayor con un largo período de maduración, por lo que sería imposible tratar de adaptarse a la cambiante demanda de manera instantánea. Por tal motivo, es necesario que la oferta esté adelantada unos cuantos años a la demanda, de manera que en caso de cualquier eventualidad, se esté preparado como nación para suplir las necesidades de energía. Este superávit de capacidad instalada respecto a la demanda se le denomina 'reserva', que cuando es eficiente también es remunerada y pagada por todos los consumidores en el precio de la electricidad, a modo de una póliza de seguros.⁴⁷

La **Gráfica 2.19**, **Gráfica 2.20** y **Gráfica 2.21**⁴⁸ muestran la oferta térmica posicionada por encima de la hidráulica, debido a que se reproduce la prelación en el despacho de las generadoras, según los costos variables, para satisfacer la demanda de energía, de manera que se abarate el costo total del sistema.⁴⁹ En ese sentido, se concluye que la termoeléctrica a gas natural propuesta, por eficiencia de costos variables, ingresará en el mercado oferente con un costo intermedio entre las hidroeléctricas y las termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos. Así, esta planta lograría posicionarse por debajo de la curva de demanda. Esta consideración aplica independiente del escenario. De esta manera, la planta propuesta participará en el despacho del sistema nacional, independientemente de la carencia de una demanda insatisfecha.

⁴⁷ En la tesis no se analiza la definición de la reserva eficiente, sin embargo, de las premisas señaladas por PRE 2003 de MEM, se deduce, que el margen de reserva remunerado es 30% adicional al total de potencia despachada.

⁴⁸ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.5 y A-2.10 del Anexo A-2.

⁴⁹ Véase en el tema 2.5 PRECIOS, el Acápite 2.5.2 Precios Históricos de la Electricidad.

2.4.1.2 Demanda para el Proyecto

Entre otros, establecidos los siguientes hechos: (i) que independientemente de la no existencia de demanda insatisfecha, pero como consecuencia de la eficiencia de los costos variables al utilizar gas natural y la tecnología elegida de ciclo combinado,⁵⁰ la planta sería incluida en la prelación para el despacho; y, (ii) que una planta de magnitud relativamente menor, puede entrar al mercado de generación y competir por los clientes considerados por los generadores mayores como marginales, queda por definir cuál y quién constituirá la demanda objetivo del proyecto.

Como se concluyó en el análisis previo, la demanda constituida por los clientes del libre mercado [ML] es un sector de crecimiento estable y representativo, por lo que sería considerada el sector objetivo básico para el proyecto. Sin embargo, no se debe descartar la opción de contar con clientes del mercado regulado [MR], es decir, las distribuidoras, de manera tal de disminuir el riesgo comercial al ampliar el portafolio de clientes. Por lo tanto, se concluye que desde el punto de vista de la demanda es totalmente factible la implantación de un proyecto de generación que cubra una alícuota del incremento de la demanda proyectada.

Para la mejor comprensión del análisis, se indica que una generadora puede transmitir su producción de energía eléctrica, cualesquiera sean sus clientes ML, MR, o MI, de dos maneras. Una, es conectándose a la red nacional SEIN, con la cual puede satisfacer la demanda de cualquier cliente y de MI. Otra forma consiste en conectarse directamente con una línea de transmisión secundaria desde la generadora a los clientes, sin tener acceso a MI. La decisión de cual de estas dos formas se utilizará, o en el extremo ambas, se sustenta en el estudio económico, sobre la base de los costos y beneficios.

Al decidir la magnitud y tipología de demanda del proyecto, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Que el factor de carga de los clientes, de preferencia, no sea coincidente en la hora de punta (HP), por el contrario, que éste sea complementario, es decir, unos con su máxima demanda en HP y otros en horas fuera de punta (HFP).
- Que la demanda total de los clientes sea lo más homogénea posible a lo largo del año, evitando demandas estacionales. En caso algún cliente presente estacionalidad de consumo, es preferible que sea en época de hidrológica de avenida, donde el costo marginal del sistema es bastante bajo.
- Que la demanda de los clientes no inyecte al sistema perturbaciones que deterioren la calidad del producto, o alternatively se tomen las prevenciones necesarias.
- Que la demanda se encuentre lo más geográficamente concentrada, a fin de minimizar los costos de acceso a dicha demanda.
- Que los clientes realicen actividades en diferentes sectores económicos, a fin de minimizar el riesgo, al no depender únicamente de un sector económico.

⁵⁰ Para información de detalle véase el CAPITULO 3:ESTUDIO TÉCNICO, en el Acápite 3.1 TAMAÑO DE PLANTA.

-
- Que los clientes sean empresas económicamente solventes y con excelente reputación en el mercado para con sus compromisos contractuales.
 - Que los clientes posibiliten una integración vertical entre generación y distribución, dentro de los márgenes establecidos por la legislación.
 - Que, con relación a la ubicación, se tome en cuenta la cercanía geográfica de la planta a: (i) la localización de la demanda; (ii) el gaseoducto proveniente de Camisea; y, (iii) la subestación eléctrica que la conecte al SEIN, entre otros factores.

Sobre esta base se realizó pesquisas para determinar preliminarmente potenciales clientes, tanto de ML, como de MR, que cubran, en la medida de lo posible, las condiciones establecidas anteriormente. Con la información proporcionada por los potenciales clientes, y después de un proceso de filtrado, en sucesivas iteraciones, se fue restringiendo la zona geográfica de la demanda que cubra las expectativas. De allí, se circunscribió la zona de influencia del proyecto, que inicialmente se ubica en la provincia de Pisco⁵¹, departamento de Ica. Esta zona cumple en gran medida con las condiciones previamente establecidas.

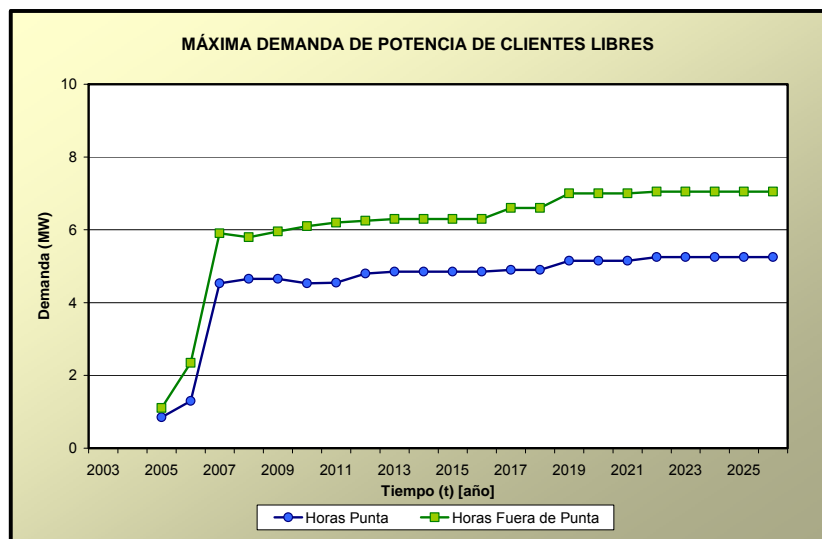
Por un lado, con relación a potenciales clientes de ML (de industria manufacturera y de industria transformativa primaria), en la zona señalada, se cuenta con varios que tienen las siguientes condiciones: (i) cuyo suministro actual está por vencer a corto o mediano plazo; (ii) que se encuentran insatisfechos por las condiciones de calidad del suministro actual; y, (iii) que consideran que los precios pagados, no corresponden a las condiciones vigentes actualmente en el mercado. Más aún, estos potenciales clientes están dispuestos a suscribir contratos de largo plazo, entre 8 a 10 años en la medida que se mejore las deficiencias antes señaladas. También esta zona muestra señales de gran potencial de crecimiento, especialmente en el rubro de agro-exportación.

Por otro lado, con relación a la presencia de potenciales clientes de MR (empresas distribuidoras que sirven al mercado SPE) se cuenta con una que tiene operaciones, tanto en la zona de influencia señalada, como en otras zonas de distribución conectadas a SEIN, que su demanda máxima se encuentra en el bloque HFP. Esta distribuidora cuenta con siguientes característica: (i) cuyo contrato de suministro se encuentra por vencer en el corto plazo; (ii) que está dispuesto a suscribir un contrato de largo plazo, 12 a 15 años, en la medida que el generador se comprometa a cubrir el futuro incremento de demanda; y (iii) que los precios que se acuerden sean marginalmente mejores que aquellos establecidos como tope por el Regulador. Esta distribuidora sirve a todo el valle de Villacurí, que sigue teniendo un gran potencial de crecimiento de la demanda para actividades agrícolas y de agroindustria exportadora. Se tiene entonces que los clientes primarios a los cuales se abastecerá de energía eléctrica, son un conjunto de industrias (ML) y una distribuidora (MR) con varias zonas de concesión.

⁵¹ Para información de detalle véase el CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO, en el Acápite 3.2 UBICACIÓN.

Además se cuenta con un grupo secundario compuesto por el mercado inter-generadores (MI), o mercado spot, que cumple en ciertos momentos la función de demandante y en otros de proveedor, dependiendo de las condiciones del despacho.^{52 53 54}

Los resultados que se exhiben en las **Gráfica 2.19** y **Gráfica 2.20** representan la demanda de potencia y energía, respectivamente, del grupo de potenciales clientes industriales. Se puede observar que la potencia en el bloque de horas fuera de punta (HFP), supera a la demanda en el bloque horas punta (HP). Ésta característica persistente a lo largo del horizonte de análisis y también juega un papel en el consumo de energía.



Gráfica 2.19: Proyección de Máxima Demanda por Potencia de Clientes Libres para el Proyecto⁵⁵

52

Las Distribuidoras existentes en el ámbito nacional, en orden alfabético, son las siguientes:

- Chavimochic
- Coelvisa
- Edecañete
- Edelnor
- Electro Oriente
- Electro Pangoa
- Electro Puno
- Electro Sur Este
- Electro Sur Medio
- Electro Tocache
- Electro Ucayali
- Electrocentro
- Electronoroeste
- Electronorte
- Electrosur
- Emsemsa
- Emseusa
- Hidrandina
- Luz del Sur
- Seal
- Sersa

De todas estas distribuidoras, solamente Electro Sur Medio (ELSM) se encuentra en la zona de influencia del proyecto, que sin embargo, pertenece a un grupo económico, verticalmente integrado, el Estado, con proceso de reestructuración ante INDECOPI, con procesos judiciales por la propiedad, y que tiene contratos de suministro de largo plazo aún vigentes. Las otras distribuidoras, potenciales clientes, o no se encuentran interconectadas a SEIN, o no cuentan con una reputación de ser empresas solventes y respetuosas de sus contratos, como sucede actualmente con ELSM, y adicionalmente todas ellas presentan su máxima demanda en el bloque de HP.

53

De todas las distribuidoras del país, se eligió a aquella ubicada en la zona de influencia del proyecto, a saber COELVISAC, por las siguientes razones adicionales:

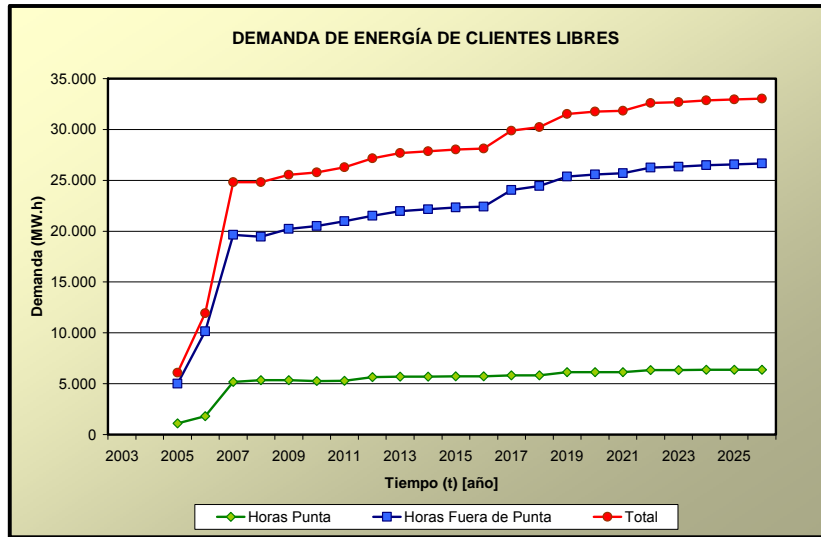
- No constituye un grupo económico verticalmente integrado, es decir, no cuenta con generación propia.
- La demanda de la distribuidora se encuentra en el rango de la potencial capacidad de oferta del proyecto.
- Es una empresa distribuidora especializada en suministrar electricidad a zonas con alto grado de actividad económica agrícola y agro-exportadora.
- Su principal zona de concesión de distribución, es la de Villacuri, ubicada en la zona de influencia del proyecto.
- Sus otras zonas de concesión también se encuentran conectadas a SEIN, a saber, Andahuasi, Santas Glorias y Olmos-Motupe.
- Su demanda tiene un gran potencial de crecimiento, por las razones señaladas, suministrar a zonas de concesión de gran potencial agro-exportador, como en Piura y Nazca.
- El consumo tiene su máxima demanda en HFP, dado que el sistema de riego funciona en dicho bloque horario.

54

Para información de detalle véase el Cuadro A-2.13 en el Anexo A-2.

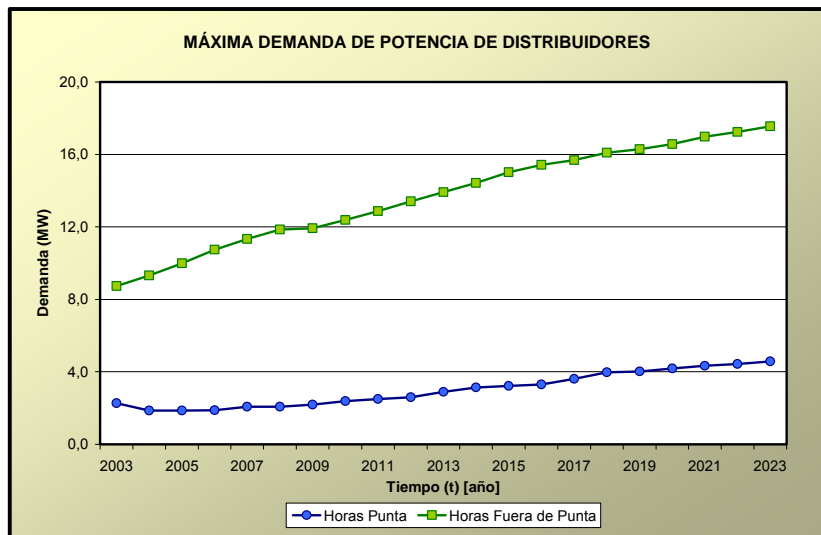
55

Para información de detalle véase los Cuadros A-2.11 y A-2.12 en el Anexo A-2.



Gráfica 2.20: Proyección de Demanda por Energía de Clientes Libres para el Proyecto ⁵⁶

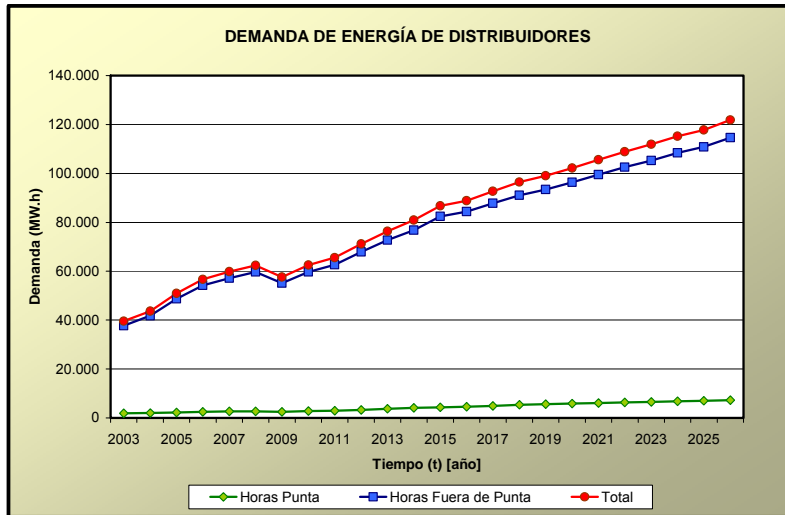
El consumo del segundo grupo principal de clientes, constituido por la distribidora, se observa en las Gráfica 2.21 y Gráfica 2.22. Al igual que con el grupo del mercado libre, la potencia y la energía demandada por la distribidora varía significativamente en los bloques HP y HFP, fundamentalmente por la oportunidad de riego de los clientes agricultores. La motivación, al igual que en el caso anterior, se sustenta en evitar los costos de realizar sus actividades en el bloque de HP.



Gráfica 2.21: Proyección de Máxima Demanda por Potencia de Distribuidores ⁵⁷

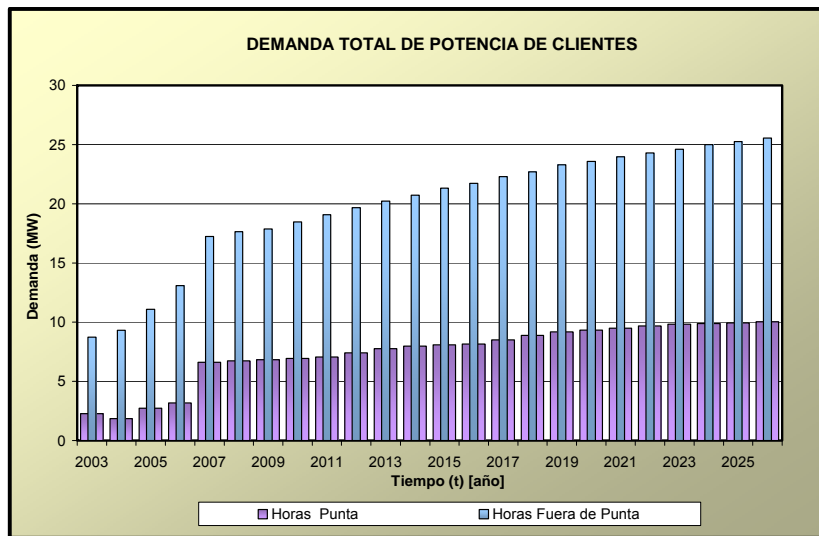
⁵⁶ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.11 y A-2.12 en el Anexo A-2.

⁵⁷ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.14 en el Anexo A-2.



Gráfica 2.22: Proyección de Demanda por Energía de Distribuidores ⁵⁸

A manera de consolidación, en las Gráfica 2.23 y Gráfica 2.24, se muestra el mercado directo potencial del proyecto, para la máxima demanda por potencia y energía. Como se observa, la demanda de potencia es creciente y se puede dividir en: (i) 2007 y 2008; (ii) 2009 a 2011, y, (iii) 2012 en adelante. Se mantiene el hecho que la máxima demanda se presenta durante HFP.



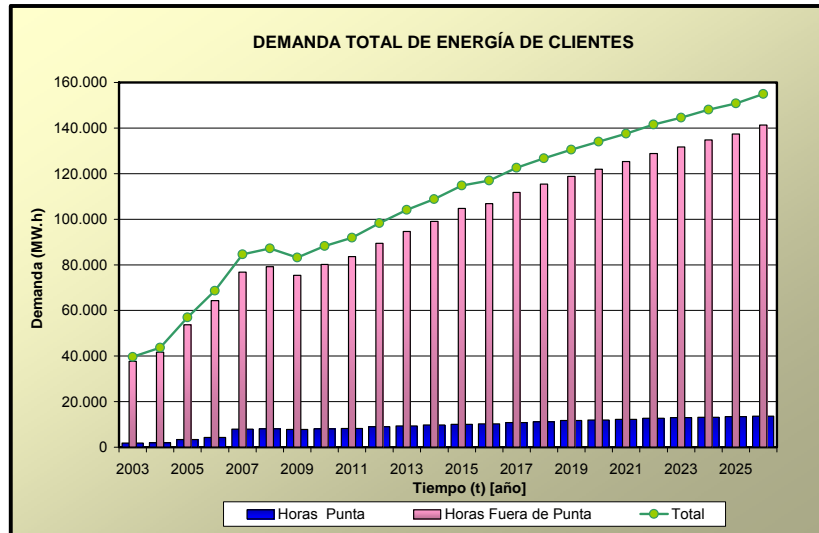
Gráfica 2.23: Demanda Total de Potencia de Clientes ⁵⁹

Finalmente está el grupo de consumidores del mercado mayorista,⁶⁰ conformado por todas las generadoras del país conectadas a SEIN. Este mercado funge, por un lado, de abastecedor de potencia y energía, cuando se requiere, y de consumidor cuando se tiene una sobreproducción. La magnitud de electricidad que se adquiere o vende en este mercado depende totalmente de la diferencia que existe entre la producción del proyecto y el consumo de los dos grupos estudiados.

⁵⁸ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.15 en el Anexo A-2.

⁵⁹ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.16 en el Anexo A-2.

⁶⁰ Conocido también por su nombre en inglés *Spot Market*.



Gráfica 2.24: Demanda Total de Energía de Clientes ⁶¹

Adelantando en forma sumaria la explicación relativa al método de implantación de la planta generadora en tres etapas de igual potencia,⁶² para cuando se analiza la compra-venta de electricidad en el mercado intergeneradores, se pueden distinguir dos etapas distintas. Inicialmente, en los años 2007 y 2008, cuando se adquiere potencia y energía en el bloque HFP, y posteriormente, a partir del año 2009 en adelante, cuando se coloca en los dos bloques horarios tanto potencia, como energía. Estas transacciones son resultado de la programación del despacho de la planta generadora del proyecto (y por ende de la producción de la misma), y la demanda de los clientes antes analizados. Sobre esta base, es factible proceder a dimensionar la oferta.

2.4.2 Oferta del Proyecto

En una planta de generación de electricidad se deben tener en consideración una variedad de factores que influyen en la oferta del producto que se plantea colocar en el mercado.

2.4.2.1 Determinación de Productos

Complementando lo señalado anteriormente,⁶³ el primer paso para determinar la oferta del proyecto corresponde a la definición de los productos principales y secundarios que se colocaran en el mercado. El principal producto que la planta producirá es la electricidad, que será colocada en el mercado por potencia, energía activa, energía reactiva (inductiva y capacitiva), en los diferentes bloques horarios, HP (entre 18:00 a 22:59 horas) y HFP (entre 23:00 a 17:59 horas). No se plantea que el proyecto produzca ningún producto secundario, como vapor y dióxido de carbono, ya que éstos no tendrían una demanda que amerite un análisis específico.⁶⁴

⁶¹ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.16 en el Anexo A-2.

⁶² Para mayor información sobre la implantación, véase CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO, Acápites 3.1 TAMAÑO DE PLANTA.

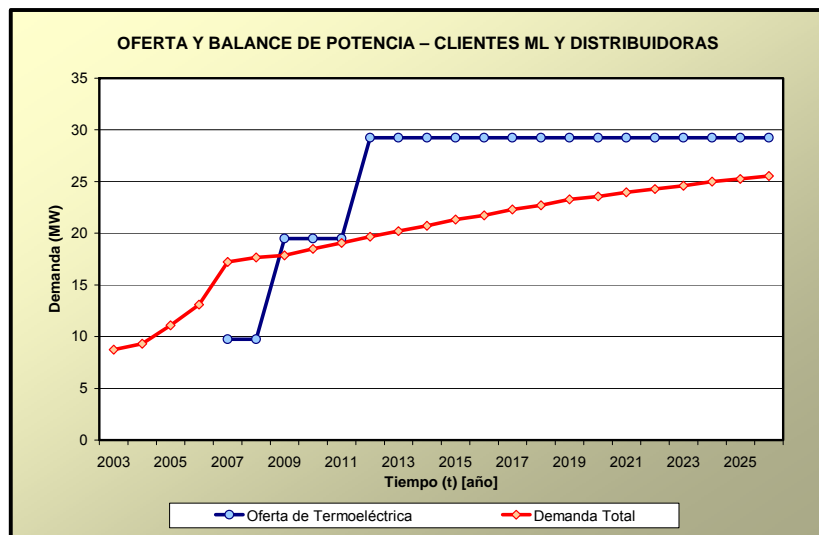
⁶³ Véase en el tema 2.1 ASPECTOS GENERALES, Acápites 2.1.4 Producto.

⁶⁴ Sobre la base del análisis del mercado en la zona preliminar del proyecto (Pisco), el potencial requerimiento de vapor, como fuente de calor para el proceso de algunas plantas pesqueras de la zona, es descartada por las distancias involucradas y por la potencial competencia de planta que Pluspetrol tiene en la playa Lobería.

2.4.2.2 Potencia – Instalada y Balance

Dado que existe un crecimiento de la demanda del proyecto a lo largo del período de análisis, la oferta debe seguir en cierta medida este comportamiento. Por lo tanto, se debe considerar dicha condición, de manera que no se sobre- o sub-dimensione la capacidad instalada. También, es conveniente que en el largo plazo se: (i) asegure una posición adecuada en la programación del despacho; (ii) una operación continua y estable no sujeta a vaivenes de la demanda; (iii) un equilibrio entre los costos y la rentabilidad; y, (iv) una participación en los bloques horarios HP y HFP, para así beneficiarse de los costos marginales superiores del SEIN en relación con la planta.

Tomando en cuenta todas las variables de análisis, se llega a la conclusión que la capacidad instalada se segmenta en tres etapas de 10MW cada una, a saber: (i) Etapa I que opera en ciclo simple durante el 2007 y 2008; (ii) Etapa II que opera en forma conjunta con la anterior, también en ciclo simple, en 2009 a 2011; y, (iii) Etapa III que opera en conjunto con las dos anteriores en ciclo combinado, 2012 en adelante. Con esta estructura de oferta, se cubre la demanda del proyecto, permitiendo minimizar los costos de inversión y maximizar la rentabilidad.⁶⁵

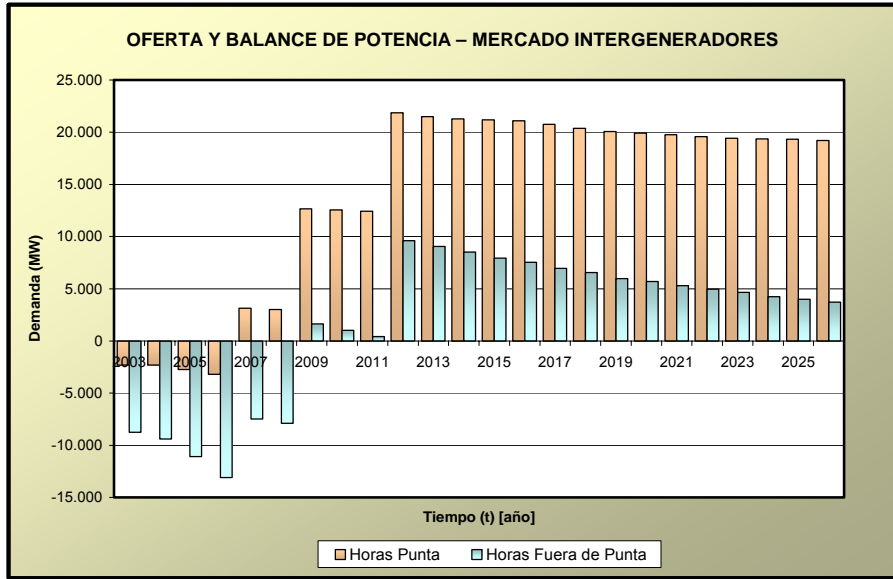


Gráfica 2.25: Oferta y Balance de Potencia – Clientes ML y Distribuidoras⁶⁶

La capacidad instalada por etapas y la potencia demandada por los clientes en los bloques horarios HP y HFP se extraen de la **Gráfica 2.25**. Sin embargo, se observa que existe una diferencia entre la potencia de la planta y la demanda de los clientes. En esta medida, queda por aclarar que la diferencia que exista a través del tiempo entre la demanda, -elemento volátil-, y la oferta, -elemento constante-, puede ser negativa o positiva dependiendo de estos dos factores. Independiente, si se trata de un exceso o un déficit de potencia, la diferencia se transa en el mercado intergeneradores. Véase la **Gráfica 2.26**.

⁶⁵ Para mayor información de detalle, véase el CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO, el tema 3.1 TAMAÑO DE PLANTA.

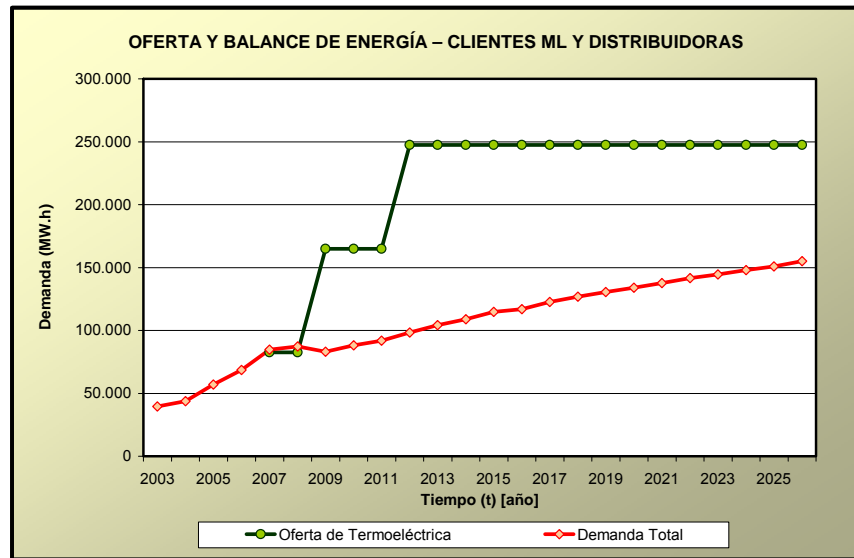
⁶⁶ Para información de detalle véase el Cuadro A-19 en el Anexo A-2



Gráfica 2.26: Oferta y Balance de Potencia – Mercado Intergeneradores ⁶⁷

2.4.2.3 Energía – Producción y Balance

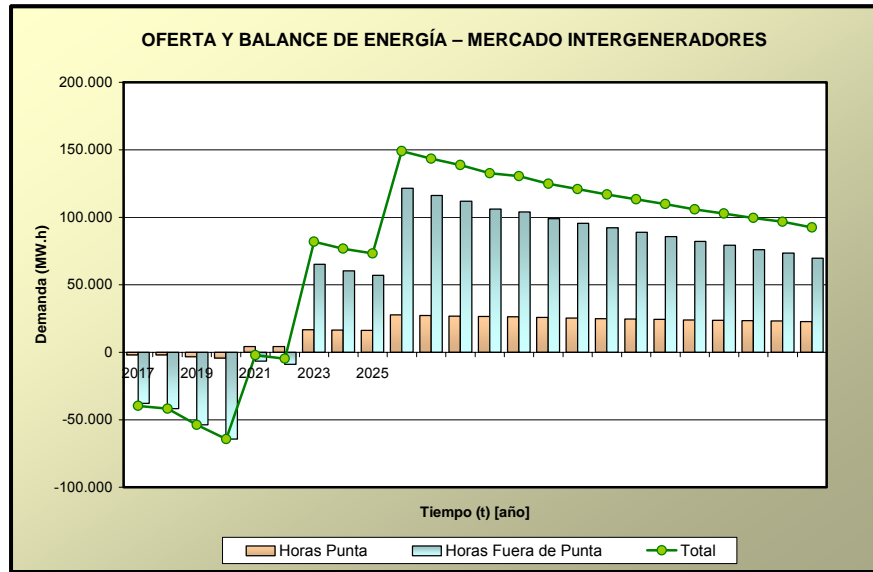
La producción de energía por etapas y la demandada de energía por los clientes en los bloques horarios HP y HFP se observan en la **Gráfica 2.27**. También como señalado para la potencia, para el caso de la energía, se observa que existe una diferencia entre la energía producida por la planta y la demanda de los clientes.



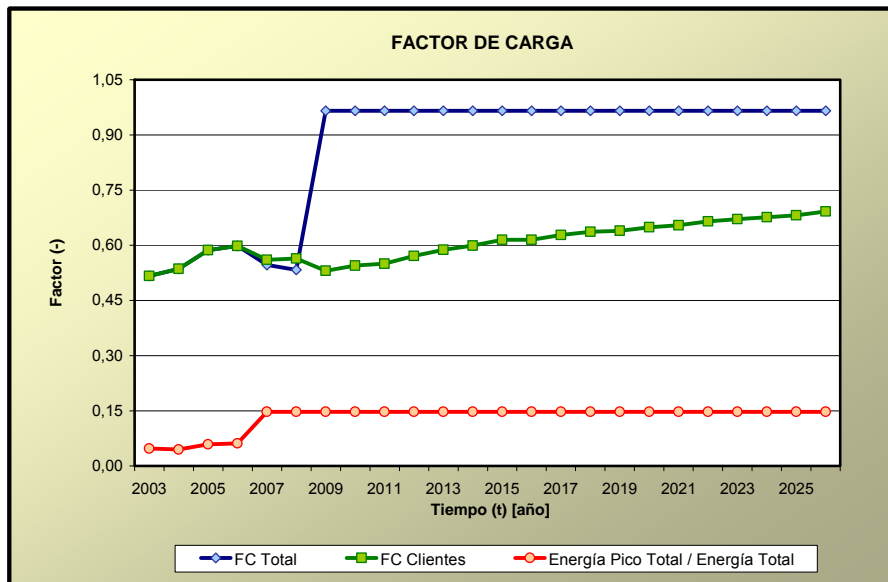
Gráfica 2.27: Oferta y Balance de Energía – Clientes ML y Distribuidoras ⁶⁸

⁶⁷ Para información de detalle véase el Cuadro A-19 en el Anexo A-2

⁶⁸ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.17 y A-2.19 en el Anexo A-2



Gráfica 2.28: Oferta y Balance de Energía – Mercado Intergeneradores ⁶⁹



Gráfica 2.29: Factor de Carga ⁷⁰

En la **Gráfica 2.28** se muestra esta diferencia, en exceso o en defecto, la cual será transada en el mercado intergeneradores (MI). A modo de confirmación de los volúmenes de energía que se transan en COES, en la **Gráfica 2.29**, se observa el factor de carga de la planta, también aquel correspondiente a la demanda de los clientes, y la razón de producción de la energía en HP con relación a la producción total.

⁶⁹ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.17 y A-2.19 en el Anexo A-2

⁷⁰ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.22 en el Anexo A-2

2.5 PRECIOS

2.5.1 Generalidades

Para realizar el análisis histórico y prospectivo del precio de la electricidad, es necesario explicar en primera instancia como se formula su precio en el mercado mayorista, considerando sus componentes potencia y energía. Se indica el mercado mayorista, dado que, como señalado, las generadoras no pueden transar en el mercado minorista, que está reservado a las distribuidoras. Obviamente, éstas últimas adquieren de las generadoras sus requerimientos para dicho mercado. Para la presentación se señala los precios de la electricidad, conforme a la división de las actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización) y al flujo de la electricidad.

- Precios a nivel generación. Estos precios son el resultado de la producción de la electricidad en las diferentes plantas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Para todos los casos se refiere como precios en el ámbito nacional, dado que SEIN cubre casi la totalidad de los departamentos del país, con muy pocas excepciones.
- Costos de transmisión. Los costos de transmisión son consecuencia de los servicios de transporte a largas distancias de la electricidad, desde los puntos de producción a los centros de demanda mayoristas. Así, a los precios de producción, hay que adicionar los costos de transmisión. Los valores por los servicios de transmisión son totalmente regulados, razón por la que se refiere como costos y no como precios.
- Costos de distribución. Los costos de distribución son consecuencia de los servicios de transporte al minorista, desde los nodos de acopio mayoristas de la electricidad, hasta los puntos de demanda de cada abonado. Así, a los precios de producción y servicios de transmisión, hay que adicionar los costos de distribución. Los valores por los servicios de distribución son también totalmente regulados, y de allí su denominación de costos.
- Precios a consumidor final minorista. Así, al consumidor final minorista, el precio de la electricidad adquirida se compone de los siguientes cargos, el precio por la producción de la electricidad, más los costos por transmisión, más los costos de distribución, y por último, los costos por otros servicios. Estos son también regulados y corresponden a los costos de mantenimiento de medidores y acometidas, iluminación de vías públicas, servicios de facturación y cobranza y otros menudos.

Regresando, a los precios de la electricidad a nivel de generación, estos tienen diferentes valores, según trate los segmentos del mercado, donde se transa dicho producto, a saber: el mercado libre (ML), el mercado intergeneradores (MI) y el mercado para el Servicio Público de Electricidad (MSPE), así como en el mercado de oportunidad. Las transacciones, dentro de este último mercado en Perú, son y han sido de una magnitud ínfima como para considerarlo en el presente análisis.⁷¹

⁷¹ Véase la **Gráfica 2.1: Mercados Electricidad – Reforma Primera Generación y Evolución a 2005**.

La normativa del sector, señala las siguientes condiciones de interrelación entre los precios de los tres segmentos del mercado señalados. Como indicado, los precios de ML son consecuencia de la oferta y demanda entre los agentes del mercado. Los precios de MSPE, también denominado Tarifas, que corresponden al precio de transacción entre generadoras y distribuidoras para abastecer al mercado de Servicio Público de Electricidad (SPE), son regulados en forma administrativa, y éstos para su fijación no pueden diferir en + o – 10% de los precios resultantes de ML. Así mismo, la fijación de las Tarifas para MSPE se debe basar en el costo marginal de largo plazo (CMgLP) del sistema. El CMgLP de la energía, corresponde al valor presente neto de los costos marginales de corto plazo (CMgCP) de energía del sistema, considerando un período prospectivo de cuatro años.⁷²

Sin embargo, los precios tanto para MSPE como ML se tienen que basar en algún referente de costos. Este referente corresponde a los resultados del mercado intergeneradores (MI). Dada su importancia como génesis de todos los precios, a continuación se señala la forma como se determinan los precios en dicho mercado. Por la normativa sectorial, los precios en MI se establecen sobre la base de diferenciar los costos variables y los costos fijos de la actividad de generación de electricidad, que corresponde a los precios de la energía y de la potencia, respectivamente. Así mismo, el sistema aplicado corresponde al de los costos marginales.⁷³ El resumen de los sistemas de costos aplicados al sector electricidad (clásico y marginalista) se muestra en la **Gráfica A-2.1**⁷⁴.

2.5.1.1 Sistema de Despacho

Según indicado, por las características del producto electricidad, -que se produce, transporta, distribuye y consume en tiempo real, es decir, todo sucede en el mismo momento-, y a fin de optimizar en el ámbito de SEIN el costo de la producción de la electricidad, la normativa establece las siguientes condiciones para la actividad de generación:

- El organismo técnico Comité de Operación Económica del Sistema (COES), ‘planifica’ a largo plazo la producción de la electricidad, así como ‘programa’ la operación diaria de las unidades de generación, independiente del propietario de las mismas. Estas actividades corresponden a la función *ex ante* el despacho.⁷⁵
- La programación se realiza de acuerdo a la disponibilidad de las unidades de generación y de transmisión del sistema. Es decir, se incluye las condiciones de mantenimiento preventivo y

⁷² A fines de diciembre de 2004, con Ley 28447, se modificó el período comprendido para el cálculo del CMgLP de la energía, de 804) cuatro años prospectivos, al promedio ponderado de dos (02) años prospectivos, más el último año histórico. Es decir, en total tres (03) años.

⁷³ Hasta antes de la reforma de primera generación en el sector electricidad de inicios de la década de los 90, con la promulgación de LCE, -Decreto Ley 25844-, el método de cálculo aplicado correspondía al sistema clásico de costos reales más una tasa de utilidad. Obviamente este sistema, no promovía la eficiencia del sector, dado que, a mayor ineficiencia, que se incluían en los costos, se obtenía mayor utilidad.

⁷⁴ Véase el Acápito A- 2 en el Capítulo Anexos.

⁷⁵ Se denomina ‘despacho’ a la programación que realiza COES de las unidades de generación, a fin de satisfacer la demanda del sistema. Ésta está constituida por los requerimientos de los consumidores, por las pérdidas de transmisión y distribución de las redes y, por las necesidades de auto-consumo de los generadores.

correctivo requeridas por las plantas de generación y por las instalaciones de transmisión. También se incluye las limitaciones de capacidad de la red transmisión, es decir congestión.

- La variable de optimización del despacho es el costo total de producción de la energía, considerado la seguridad del abastecimiento y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Este último se refiere al manejo del recurso hídrico para la producción de electricidad de las cuencas hidrológicas donde operan centrales hidroeléctricas, de manera tal que no se desperdicie agua en la época de avenida y por lo tanto no falte en la época de estiaje. Obviamente, el manejo de las cuencas hidrológicas considera los flujos naturales que las alimentan, los factores de evaporación y de filtración, y cuando existen la infraestructura de almacenamiento, así como los requerimientos de agua para otras actividades (por ejemplo agricultura y saneamiento), los caudales mínimos ecológicos y otros.
- Las unidades de generación son despachadas en orden de prelación según los costos variables de producción, de menor a mayor. Estos costos son sustentados ante COES por los generadores y se encuentran sujetos a fiscalización incluyendo todos los costos reales de explotación. Como parte fundamental de los costos variables, se incluye los costos del insumo energético (por ejemplo, el precio de adquisición del carbón mineral, de los combustibles líquidos derivados del petróleo, del agua y del gas natural). Los energéticos que cuentan con un precio de referencia internacional (carbón y líquidos derivados del petróleo) permite establecer un método simple de verificación. Para el energético agua que no cuenta con un precio de referencia internacional, se utiliza como método de verificación el costo derivado del pago del canon y la tasa contributiva por su uso. Para el energético gas natural, que tampoco cuenta con un precio de referencia internacional, se ha establecido un método administrativo que establece un precio techo por dicho producto.
- A fin de programar el despacho se ha elaborado programas computacionales que simulan el despacho real del sistema, considerando las variables arriba indicadas. Actualmente el programa de computo es uno multi-cuenca y multi-nodo, es decir, que toma en cuenta todas las cuencas hidrológicas de las generadoras y los principales nodos o barras de SEIN. También toma en cuenta todas las unidades generadoras conectadas a SEIN, como todas las líneas de transmisión de la red.

Con la herramienta de cálculo, los costos variables de cada unidad de generación, la topología de la red de transmisión, la demanda del sistema y las condiciones establecidas por la normativa, COES procede a realizar la programación del despacho. Obviamente, el resultado real de la operación del sistema difiere de la programación. Sin embargo, a pesar de la complejidad de dicha programación y la variación de la demanda, los resultados que la entidad COES arroja, no difiere en más de 1% en promedio.

El sistema de balance y liquidación de las diferencias entre lo contratado por cada generadora con sus clientes y su producción real, es determinado mensualmente por COES. Así, en el mercado de intergeneradores existe un sistema por el cual se calcula el monto que las generadoras han de

pagar entre sí por el consumo de energía no producida. En este estudio se simplificará su funcionamiento para su mejor comprensión.

El proceso se inicia cuando toda la producción de un periodo de tiempo – actualmente 15 minutos– pasa metafóricamente hablando, a un fondo manejado por COES. Cada una de las generadoras retira de este fondo la cantidad de energía que desea para satisfacer la parte de la demanda que ha de cubrir. No es necesario que la cantidad de electricidad producida por una empresa, sea igual a la retirada. Aquellas empresas que retiran más energía de la producida deberán pagar a la generadora o generadoras responsables por la producción de esa electricidad. COES determina por el balance, cuales son las generadoras con producción de excedentes y déficit para cada 15', y éstas son responsables de liquidar dichas transacciones.

2.5.1.2 Precio de la Energía

Así, la formulación del precio de la energía eléctrica para el mercado intergeneradores (MI), es el resultado de la operación real del sistema en un período de tiempo dado, en cada nodo, considerando la topología de la red de transmisión y sus restricciones, la prelación de los costos variables de las unidades de generación, utilizando el sistema marginalista. El resultado es también conocido como costos marginales (CMg) del sistema.

Obviamente, derivado de la variación de la demanda, el flujo de electricidad varía constantemente en el tiempo, dando como resultado la necesidad de establecer períodos definidos para formular los precios de la energía. Actualmente, COES calcula un precio de la energía para cada período de 15 minutos.⁷⁶

Estos resultados son conocidos como los costos marginales de corto plazo (CMgCP) del sistema. También, a fin de simplificar el uso de los resultados obtenidos de CMgCP, se suele utilizar los valores para dos períodos diferenciados, para las horas fuera de punta (HFP) y las horas de punta (HP).⁷⁷

2.5.1.3 Precio de la Potencia

La determinación del precio de la potencia eléctrica para SEIN, si bien también se basa en el sistema marginalista, por consideración normativa, ésta es consecuencia de una fijación administrativa. Es decir, no se deriva de la oferta y demanda en el mercado MI, ni en un proceso de subasta, ni en los costos sustentados de las unidades sujetas a la prelación en el despacho.

⁷⁶ Originalmente, el período establecido fue de una (1h) hora, posteriormente, motivado por el hecho de contar con datos más realistas, el período se redujo a media (1/2h) hora, hasta arribar a fines de la década pasada al período de 15 minutos. En otras latitudes, donde la red es más compleja y la cantidad de unidades por despachar es mayor, se suele utilizar períodos más cortos, como de 5 minutos.

⁷⁷ Como señalado, HFP y HP están comprendidas entre las 23:00 de un día hasta las 17:59 del día siguiente y, entre las 18:00 y las 22:59 horas, respectivamente.

Así, COES realiza anualmente los cálculos y los presenta al regulador OSINERG para su aprobación, considerando la unidad generadora más económica que pueda suministrar la potencia adicional durante las horas de demanda máxima del año. Es decir, el costo marginal de largo plazo (CMgLP) de los costos fijos. Se incluye dentro de este cálculo los costos fijos de inversión de la planta mencionada, así como todos aquellos costos relativos a la subestaciones y líneas de transmisión de conexión con la red, los costos de repuestos iniciales y la mano de obra de construcción y operación eficiente. Es menester señalar, que en teoría el precio de la potencia debería ser muy estable en el tiempo. Sin embargo, como consecuencia del desarrollo tecnológico existente en el mercado internacional de producción de unidades generadoras de punta (turbinas a gas), así como de la competencia en dicho mercado en los últimos diez años, el precio para la adquisición de dichas unidades ha tendido a disminuir paulatinamente.

Por otro lado, como hecho *sui géneris* en Perú, al precio de la potencia se ha adicionado el cargo derivado de la garantía de ducto principal (GDP) del gasoducto y oleoducto del proyecto Camisea. A saber, los ductos desde los depósitos en Camisea en la selva central del país, hasta la costa central. Este cargo es transitorio y se inició su aplicación a inicios de 2003 y en un proceso decreciente se aplicará durante un plazo aproximado de 8 a 10 años contados desde mediados de 2004.

2.5.1.4 Resumen de los Precios

A modo de resumen de los precios y las fuentes de ingreso de las generadoras por la venta de su producto electricidad se señala que los ingresos de las generadoras provienen de tres diferentes fuentes. La primera fuente es el mercado MI en donde se compra y vende electricidad de acuerdo a la diferencia entre la producción y necesidades de venta comprometidas previamente por cada empresa. La segunda fuente es la venta dirigida al mercado ML, en la cual las generadoras y los consumidores se ponen de acuerdo en el monto y el precio de la electricidad de manera privada de acuerdo a la conveniencia de ambos. La tercera fuente es la venta dirigida a las distribuidoras para consumo en el mercado regulado, o mercado para el Servicio Público de Electricidad (MSPE), en el cual el precio de venta lo fija la autoridad reguladora OSINERG.

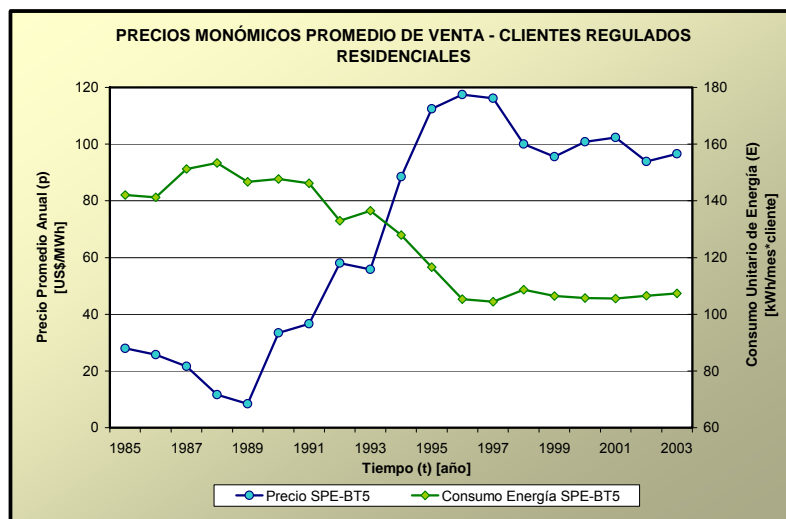
2.5.2 Precios Históricos

Como señalado, los precios en el sector electricidad son múltiples, tanto para el producto electricidad, como para los servicios eléctricos. Dado que éstos últimos se encuentran inmersos en el precio del producto electricidad, no se analizarán por separado. El análisis de precios históricos incluye exclusivamente el precio del producto electricidad en sus diferentes niveles, a saber, a nivel del consumidor final, a nivel del mercado mayorista que involucra las transacciones entre las generadoras y las distribuidoras para fines de abastecer al mercado regulado de SPE y al nivel del mercado MI. Se ha elegido estos tipos de precio por las siguientes razones.

2.5.2.1 Precio al Consumidor Residencial

Se presenta el precio del consumidor final regulado para el segmento residencial, opción BT5,⁷⁸ ya que este segmento del mercado es el mayoritario de la población del país y por ende capta la percepción del ciudadano con relación al precio de la electricidad.

De la **Gráfica 2.30**, se observa que los precios monómicos⁷⁹ promedio de venta a los clientes residenciales en el ámbito nacional, han variado sustantivamente. Hasta el año 1989 el precio se encontraba subsidiado por debajo de los costos reales. Entre 1990 y 1995 corresponde al período de sincerar los precios a niveles económicos. De 1996 en adelante, los precios se estabilizan a niveles económicos. Confirmando la elasticidad precio de la demanda de electricidad, la tendencia del comportamiento de los precios en cada período, es inversa al consumo unitario promedio mensual por cliente. Así, con el tiempo, el consumo unitario se estabilizó en el rango de 105-110 kWh/mes*cliente.



Gráfica 2.30: Precios Monómicos Promedio de Venta – Clientes Regulados ⁸⁰

2.5.2.2 Precio en el Mercado Libre

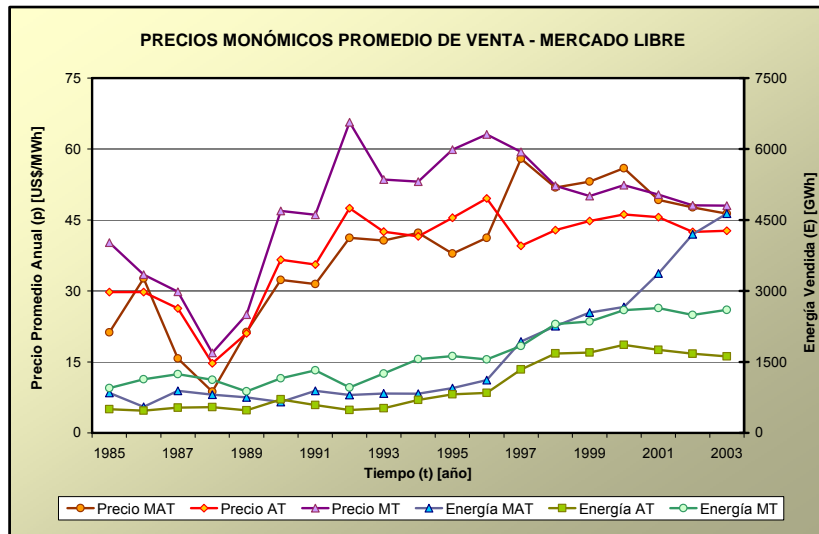
En la **Gráfica 2.31** se observa los precios monómicos promedio de venta a los clientes libres de ML en el ámbito nacional. Éstos se presentan para los consumidores en los diferentes niveles de tensión: muy alta (MAT), alta (AT) y media tensión (MT). También se muestra la respectiva demanda por energía que se va incrementando sustantivamente, a lo largo del periodo de análisis. Con algunas variaciones menos pronunciadas, -con relación a los precios al consumidor residencial analizado en el acápite previo-, se observa los tres períodos, hasta el año 1989, desde

⁷⁸ La opción BT5, corresponde a los clientes regulados (residenciales y muy pequeños negocios familiares) de menos de 10kW de máxima demanda, cuya conexión es en Baja Tensión y el sistema de medición corresponde a una sola variable, es decir, la energía eléctrica consumida, por lo que el cargo final es monómico. Este segmento del mercado corresponde a más del 90% del total del número de consumidores del país.

⁷⁹ Cuando se refiere a electricidad, existe un precio, tanto para la energía, como para la potencia. En este sentido, siempre que se hable del precio de la electricidad se encontrará dos cifras por separado. Sin embargo, para simplificar la presentación se incluye una sola magnitud que abarca la energía y la potencia, es decir el precio monómico. Por ende, éste corresponde a la sumatoria de los precios de la energía [kWh] y la potencia [kW].

⁸⁰ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.1, A-2.2 y A-2.3 en el Anexo A-2

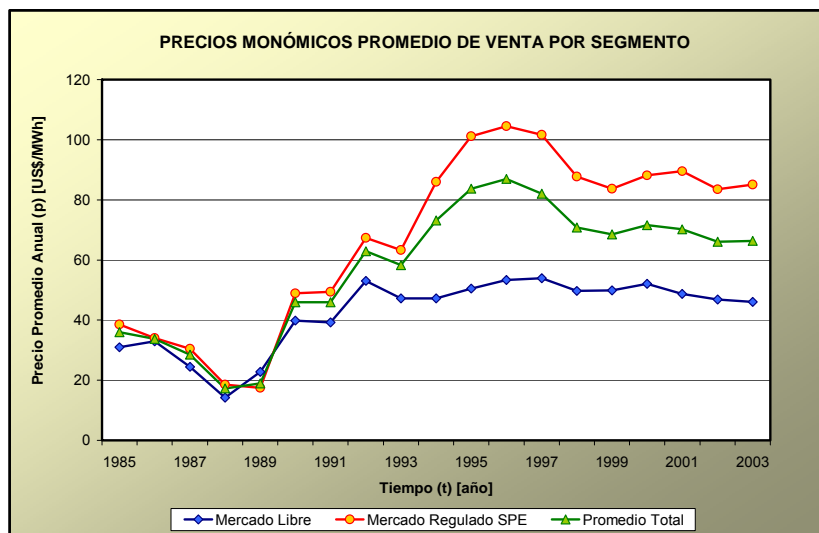
1990 hasta 1995 y de 1996 en adelante. Dado que una parte sustancial del mercado de demanda del proyecto corresponde a este tipo de mercado, es fundamental conocer las motivaciones que determinaron el comportamiento histórico de estos precios, a fin de poder evaluar su prospectiva.



Gráfica 2.31: Precios Monómicos Promedio de Venta – Mercado Libre – 1985-2003 ⁸¹

2.5.2.3 Precios Comparativos por Segmento del Mercado

En la Gráfica 2.32 se muestra en forma comparativa los precios monómicos promedio de venta a los clientes libres y a los clientes regulados, así como el precio promedio general de todos los mercados. Acá también se que se pueden distinguir tres periodos, los que responden al subsidio, de ajuste a nivel económico y de estabilización. También se observa que, en forma comparativa, los precios de ML son los que presentan la menor variación.



Gráfica 2.32: Precios Monómicos Promedio de Venta – Por Segmento del Mercado ⁸²

⁸¹ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.1 y A-2.2 en el Anexo A-2

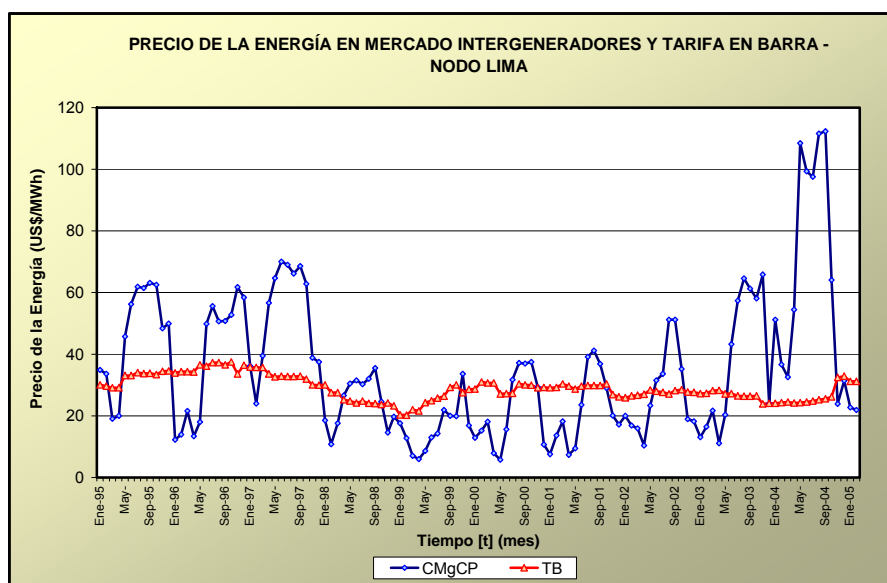
⁸² Para información de detalle véase los Cuadros A-2.1 y A-2.2 en el Anexo A-2

2.5.2.4 Precios Mercado Intergeneradores y Regulados SPE

Los precios históricos de la energía presentados para el mercado intergeneradores (MI) o precios *spot*, así como los precios regulados por OSINERG para las transacciones entre las generadoras y las distribuidoras para el abastecimiento al mercado regulado (MSPE) o Tarifas en Barra (TB) de energía, corresponden a la barra de Lima. Véase **Gráfica 2.33**.

Como señalado, cuando se habla de barras o nodos, se hace referencia a las subestaciones eléctricas en las cuales se inyecta y retira electricidad de SEIN. Se opta por presentar los precios de la barra Lima, -llamada barra de referencia-, puesto que ésta representa alrededor del 60% del consumo de la electricidad en Perú, por lo que se considera una cifra representativa y ha sido utilizada por largo tiempo como base para el cálculo de los precios en las demás barras del país.

Los precios *spot* de la energía corresponden a CMgCP. Para fines de la presentación se han elegido los promedios mensuales de los precios, derivados de los calculados por COES para cada 15 minutos. Las Tarifas en Barra corresponden a CMgLP, es decir, al valor presente neto del período prospectivo de 4 años de CMgCP. Las Tarifas corresponden al precio amortiguado de CMgCP, a fin de trasladar al cliente regulado de SPE, los precios del mercado *spot* pero sin la volatilidad de éste.



Gráfica 2.33: Precios de la Energía en MI y Tarifa en Barra Lima ⁸³

En la **Gráfica 2.33** se muestra comparativamente ambos precios, y como se aprecia, resaltan los precios del año 2004. En es año se presentaron dos grandes causas que produjeron dicha diferencia. La primera, motivada por la presencia de un año hidrológicamente seco, y la segunda, motivada por los muy altos precios de los combustibles líquidos derivados del petróleo en el ámbito mundial. Todo esto a pesar que en septiembre de ese año, se inició la operación de la

⁸³ Para información de detalle véase los Cuadros A-2.23 y 2.24 en el Anexo A-2

primera central termoeléctrica con gas natural proveniente de Camisea. Los precios de la barra Independencia, ubicada en las cercanías de la ciudad de Pisco, lugar de localización del proyecto de la central termoeléctrica de la presente Tesis, son derivados a partir de la barra Lima, que por el sentido del flujo de electricidad, arrojan resultados marginalmente más bajos.

2.5.3 Precios Proyectados

Dado que la termoeléctrica propuesta se avocará a satisfacer la demanda de un conjunto de empresas incluidas como parte de ML y MSPE, se debe analizar cuáles serán los precios en los próximos años, a partir de los precios dos tipos de precios analizados: (i) energía de mercado MI y, (ii) potencia fijada administrativamente. Lo especializado de los programas computacionales requeridos y la complejidad de cálculos que implica determinar los precios prospectivos, -especialmente de la energía y parcialmente de la potencia-, hace que estos escapen al alcance del presente trabajo, razón por lo que se han tomado datos de estudios especializados sobre la materia.⁸⁴

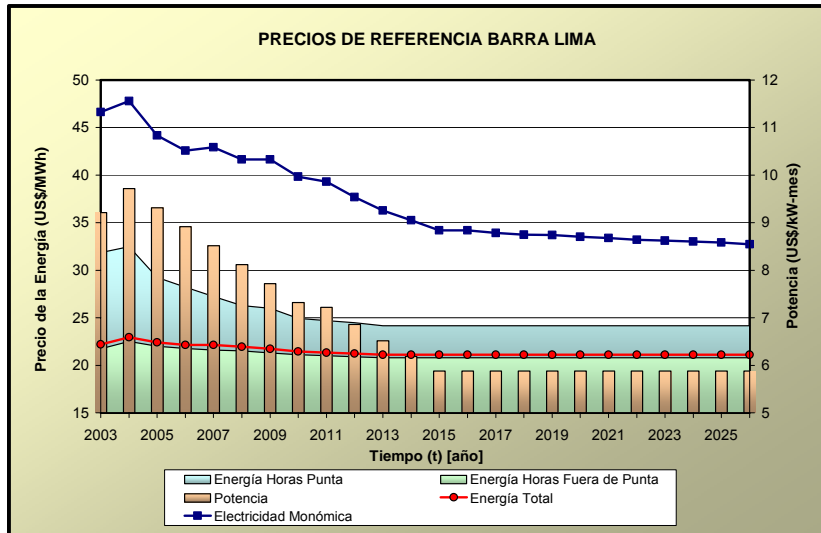
En la **Gráfica 2.34** y **Gráfica 2.35** se presentan, para un horizonte de análisis de 20 años hasta el 2026, los resultados prospectivos de los precios promedio anuales de la electricidad para la barra de referencia Lima, así como la barra Independencia, que corresponde a la subestación más cercana a la ubicación de la planta CTP. En ambos casos se indican los valores de las Tarifas en Barra, para la energía en horas de punta (HP) y en horas fuera de punta (HFP), así como para la energía totalizada, también el precio de la potencia y por último el valor de la electricidad a nivel monómico. La diferencia de precios en ambos nodos, por su cercanía topológica y por los flujos de potencia proyectados, es mínima en un rango cercano a 1%.

Según se observa, la tendencia a partir del año 2005 en adelante es a decrecer hasta el año 2014, a partir del cual se estabiliza en forma asintótica. Este escenario elegido es bastante conservador, y por lo tanto, permite no sobredimensionar los futuros ingresos de la planta CTP.

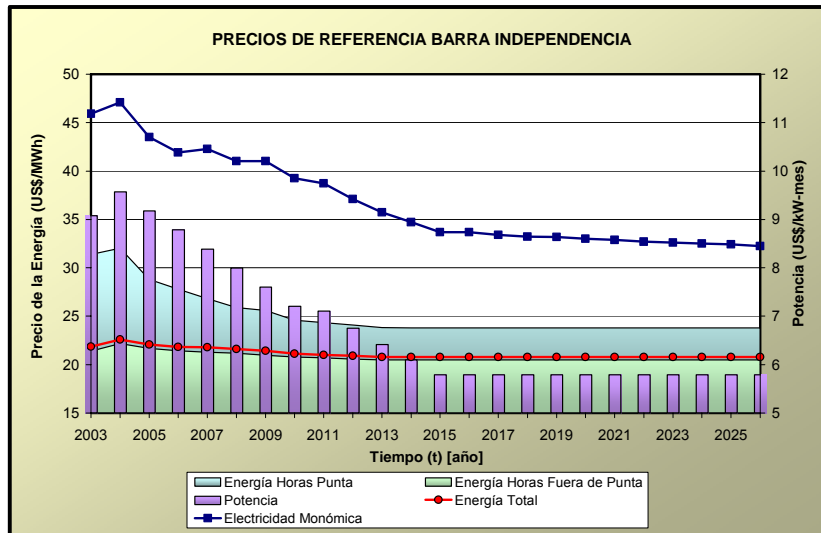
A nivel conceptual, se señala que los precios prospectivos de la energía son el resultado de los escenarios prospectivos de expansión de la generación,⁸⁵ que incluye mayoritariamente instalaciones nuevas que operarán con el energético gas natural, así como con la tecnología de ciclo combinado. En esa medida, la presencia de ciclos hidrológicos secos o inclusive del fenómeno climatológico de El Niño, -que de ninguna manera se descarta-, no incidirá en los precios, en la magnitud como se observó para los años pasados.

⁸⁴ Los resultados que se presentan de los precios prospectivos de la energía y de la potencia han sido tomados de documentos publicados en los portales de internet de COES y de OSINERG, para la fijación de tarifas de noviembre de 2004. Además, se han consultado estudios especializados de empresas privadas concluidos a inicios de 2005, que a modo de ayuda, han sido puestos a disposición, con la salvedad que no se refiera a la fuente, dado que fueron elaborados para agentes del mercado que actualmente compiten en el mismo. Por los motivos señalados, los precios tomados para el estudio, no reflejan ninguna fuente específica y corresponden a la mejor opinión, dentro de los rangos establecidos por dichas fuentes.

⁸⁵ Véase en el tema 2.3 ANÁLISIS DE OFERTA, el Acápote 2.3.3 Oferta Proyectada.



Gráfica 2.34: Precios de Referencia Barra Lima ⁸⁶



Gráfica 2.35: Precios de Referencia Barra Independencia ⁸⁷

Para el precio prospectivo de la potencia, -especialmente en el período comprendido entre el año 2006 a 2014-, se incluye por un lado, una disminución paulatina de los precios de los grupos (turbinas a gas) generadores en el mercado internacional, así como, la disminución sustancial del pago de la Garantía por Ducto Principal (GDP). Como señalado,⁸⁸ éste último, es consecuencia del pago parcial requerido para los ductos desde Camisea a la costa central del país y se considera que será aplicado, entre 8 a 10 años a partir del inicio de la operación de dichas tuberías, es decir, desde agosto de 2004. A partir del año 2015 en adelante el precio de la potencia se estabiliza.

⁸⁶ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.27 en el Anexo A-2

⁸⁷ Para información de detalle véase el Cuadro A-2.27 en el Anexo A-2

⁸⁸ Véase en el tema 2.5 PRECIOS, Acápito 2.5.1.3 Precio de la Potencia.

2.6 COMERCIALIZACIÓN

2.6.1 Canales de Distribución

La electricidad producida en la central Termoeléctrica será dirigida a dos tipos de clientes: (i) las industrias, que son consumidores finales pertenecientes a ML, dado que utilizan la electricidad en sus actividades diarias, y (ii) las distribuidoras, que se pueden considerar como grandes mayoristas que revenden la electricidad a otros consumidores finales más pequeños. Dada la operación en tiempo real, en los canales de distribución no existe almacenamiento alguno y el transporte se realiza mediante la tendida principal y las tendidas secundarias de SEIN.

Sin embargo, independiente del manejo del producto electricidad, la comercialización se realiza vía contratos de suministro de largo plazo, tanto con los clientes del libre mercado (ML), como con las distribuidoras para el abastecimiento del mercado de Servicio Público de Electricidad (MSPE). También, el portafolio de clientes de una generadora relativamente pequeña, como la planta CTP planteada, no supera una decena, razón por lo que la comercialización es dirigida puntualmente al cliente y es fundamental el respectivo seguimiento. Por esto, la relación personal entre los representantes de las dependencias, comercial de la generadora y logística de los clientes, es básica para mantener a los clientes satisfechos y poder atenderlos lo más pronto posible en sus requerimientos de información.

2.6.2 Promoción y Publicidad

Dado que la generación de electricidad corresponde a un negocio en el cual la producción está dirigida a un muy reducido grupo de empresas (clientes libres y distribuidoras), la promoción y publicidad es una actividad que se realiza de manera personal cliente por cliente, de forma tal que se asegure el interés de los clientes objetivos *ex ante* la construcción de la central. En este sentido, no serán necesarias grandes campañas masivas de promoción y publicidad, dado que en este giro de negocio la venta no es de carácter masivo, por el contrario, como señalado es dirigida a unos clientes muy puntuales.

CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO

3.1 TAMAÑO DE PLANTA

A fin de definir el tamaño de planta de la termoeléctrica, al igual que en cualquier otro negocio, se tiene que dar respuestas a tres grandes cuestionamientos: ¿Qué producto se va a fabricar?, ¿Cuánto de cada producto se debe procesar?, y por último, ¿Cómo ha de producirse todo esto?. Estas tres grandes preguntas se ven reflejadas en las siguientes variables de análisis, específicas para la generación de electricidad. El primer punto se refiere a la pregunta del ¿Qué?, el segundo punto se relaciona con el ¿Cuánto?, y los siguientes puntos son parte del ¿Cómo?

- Productos a fabricar;
- Magnitud y comportamiento de la demanda en el tiempo;
- Sistema de funcionamiento, conectada o aislada del sistema;
- Energético primario utilizado;
- Sistema de despacho: forzado o por prelación de costos;
- Magnitud y tipos de unidades ofertadas en el mercado mundial de equipamiento; y,
- Eficiencia térmica total del ciclo de transformación de la energía.

3.1.1 Productos a Fabricar

Tal como visto anteriormente,⁸⁹ la Central Termoeléctrica propuesta como proyecto (CTP) produce como único bien, la electricidad. Es decir, se ha descartado la venta al mercado de subproductos, tales como, vapor, dióxido de carbono, agua desalada, agua potabilizada, etc.

3.1.2 Cantidad de Producto

En el presente acápite, se determina la magnitud de la producción de la planta CTP, considerando que esta producción responde a la demanda de los clientes directos, el autoconsumo y en mínima proporción las pérdidas debidas a la transmisión y transformación. Las transacciones en el mercado intergeneradores son consecuencia de el exceso o defecto de electricidad, con respecto a la demanda directa de la central, resultante del despacho dictado por COES.

Antes de proceder a analizar la magnitud de la producción, se debe establecer el concepto aplicable para dimensionar la magnitud de dicha producción. Para dimensionar la planta se toma en cuenta solamente la máxima demanda por potencia, independiente del bloque horario en que se presente. Cabe resaltar, que para este fin no es necesario tomar en cuenta la demanda de

⁸⁹ Véase CAPITULO 2:ESTUDIO DE MERCADO, en el tema 2.4 ANÁLISIS DE MERCADO DEL PROYECTO, el Acápite 2.4.2.1 Determinación de Productos.

energía, dado que esta energía siempre es menor que la demanda por potencia en el tiempo. Esto se debe a que al considerar la máxima demanda por potencia y el factor de carga, la energía real siempre se encontrará por debajo del teórico que la planta pueda producir.

Con relación a la demanda por potencia, se tiene que considerar lo señalado por la normativa: (i) los clientes pagan un precio diferenciado por el consumo que se presenta en el bloque horario de punta (HP) y en el bloque horario fuera de punta (HFP); (ii) la demanda por potencia en HFP transada en el mercado MI por los generadores, 'no' requiere ser cancelada, por el contrario la demanda por potencia en HP 'sí' debe ser remunerada.

Es fundamental tomar en cuenta lo señalado en los dos párrafos previos para dimensionar la planta, así como para determinar los ingresos y egresos económicos derivados de la producción y las transacciones en MI.

3.1.2.1 Demanda directa de CTP

Como visto en el Estudio de Mercado,⁹⁰ la central CTP tendrá que satisfacer una demanda de potencia de los clientes directos creciente en el tiempo. Esta demanda llega a alcanzar, en el horizonte de largo plazo, una magnitud de 25,5 MW.⁹¹ Considerando lo indicado, la demanda directa de los clientes por abastecer, se puede diferenciar en tres etapas, relativamente definidas, a lo largo de los 20 años (2007 a 2026) de análisis. Para la primera, segunda y tercera etapa, comprendidas entre los años 1 y 2; 3 a 5; y 6 a 20, del proyecto (2007 y 2008); (2009 a 2011); y (2012 a 2026), respectivamente, la máxima demanda por potencia es de 17,7MW; 19,1MW; y 25,5MW. A modo de referencia se señala que la demanda por potencia en HP de los clientes directos de CTP es, respectivamente, 6,6MW; 7,4MW; y 10,0MW. Por lo tanto, se deduce que la máxima demanda se presenta en HFP.

3.1.2.2 Consumo propio de CTP

Sobre la base de la tecnología que se elige para el proyecto CTP,⁹² es decir, una planta a ciclo combinado, el consumo propio requerido para su operación adecuada alcanza los siguientes niveles. El consumo propio⁹³ para la primera, segunda y tercera etapa de implantación de CTP, alcanza 0,08MW; 0,04MW; y 0,18MW, respectivamente. Así, la demanda máxima del consumo propio acumulado, para cada una de las etapas señaladas es: 0,08MW; 0,12MW; y, 0,3MW, respectivamente. Es menester recalcar, que independiente de la etapa en que se encuentre, los niveles son muy bajos, comparados con el requerimiento de los clientes.

⁹⁰ Véase CAPITULO 2:ESTUDIO DE MERCADO, en el tema 2.4 ANÁLISIS DE MERCADO DEL PROYECTO, el Acápito 2.4.1.2 Demanda para el Proyecto.

⁹¹ Véase CAPITULO 2:ESTUDIO DE MERCADO, Gráfica 2.23: Demanda Total de Potencia de Clientes .

⁹² Para mayor detalle, véase el tema 3.1 TAMAÑO DE PLANTA, 3.1.4 Acápito Elección del Tamaño de Planta, a continuación.

⁹³ Los datos son promedio de la información obtenida de diferentes proveedores de equipamiento de generación.

3.1.2.3 Requerimiento total de CTP

Con los datos anteriores, se obtiene que el requerimiento total por demanda de potencia para cada etapa de implantación de CTP es el siguiente:

- Etapa 1: 17,73MW para años 1 y 2 (2007 y 2008)
- Etapa 2: 19,20MW para años 3 y 5 (2009 y 2011)
- Etapa 3: 25,84MW para año 6 a 20 (2012 a 2026)

3.1.3 Método de Producción

Para definir el método de producción que se utilizará, se debe tener en cuenta los siguientes factores: (i) Sistema de funcionamiento, conectada o aislada del sistema; (ii) Energético primario utilizado; (iii) Sistema de despacho: forzado o por prelación de costos; (iv) Tecnología de unidades; (v) Tipo de proceso; (vi) Magnitud de unidades ofertadas en el mercado; (vii) Eficiencia térmica total del ciclo de transformación de energía; y, (viii) Eficiencia ambiental de unidades de generación. Los tres primeros factores han sido tratados anteriormente. Resumiendo, se señala que: (i) el tipo de sistema de funcionamiento de planta CTP, es conectado al sistema SEIN; (ii) el energético primario utilizado es el gas natural; y, (iii) el sistema de despacho vigente en el país según establecido por la normativa, es por prelación de costos variables de cada unidad de generación. A continuación se tratarán los otros temas para la elección del método productivo.

3.1.3.1 Tecnología de Unidades de Generación

Los grupos generadores están compuestos por dos grandes elementos: los motores primos y los generadores propiamente dichos. La determinación de la tecnología se encuentra en forma fundamental referida a las características técnicas de los motores primos, ya que la tecnología del generador propiamente dicho, es común para todos los grupos. Adelantándose al próximo acápite, se señala que la elección de los motores primos incide en el tipo de proceso del conjunto de grupos generadores, que se implantará. Entre los motores primos que se ofrecen en el mercado internacional para la generación de electricidad con plantas que utilizan gas natural, se cuentan con los siguientes:

- Motores a explosión ciclo Otto, con grandes inercias y unidades relativamente pequeñas. Los fabricantes de estos motores en el ámbito mundial son muy especializados y contados.⁹⁴ Una ventaja de estos motores primos radica en su utilización en instalaciones de generación en sistemas aislados que requiere grandes inercias por las características de la demanda.

⁹⁴

Entre los principales proveedores de estos equipos se cuentan a los siguientes:

- Caterpillar de USA con unidades de aprox. 6MW y rendimiento térmico total de 44,3%;
- GE Jenbacher de Austria con unidades de aprox. 3MW y rendimiento térmico total de 43,3%;
- Waukesha de USA con unidades de aprox. 3,5MW y rendimiento térmico total de 39,8%; y,
- Wärtsilä de Finlandia con unidades de aprox. 3,5MW y rendimiento térmico total de 44,5%.

Otra ventaja radica en la posibilidad de cogeneración, al utilizar vía intercambiadores de calor, la energía térmica residual del flujo de refrigeración para producir energía térmica como vapor, para su utilización en plantas de: desalado de agua de mar, potabilizar agua, liofilización de productos agrícolas, o en el extremo para la venta de vapor a pequeña escala.

- Turbinas que utilizan como energético primario combustibles gasificados, también conocidas como turbinas a gas (TG). Los energéticos primarios utilizados pueden ser derivados livianos de petróleo (Diesel 2 y similares) y gas natural, como también mezclas de éstos con agua gasificada. Estas unidades normalmente son de baja inercia y altas velocidades, pudiendo encontrarse de arranque lento, intermedio y rápido con precalentamiento del combustible y retroalimentación. Las unidades de arranque intermedio y rápido, normalmente son de ciclo simple, es decir, que el combustible se utiliza en una sola unidad de generación. La magnitud de las unidades que se ofrecen en el mercado es de amplio espectro, desde unidades pequeñas, hasta macro-unidades.⁹⁵ Los fabricantes de estos motores primos es muy vasto.
- Turbinas que utilizan como energético vapor de agua, también son conocidas como turbinas a vapor (TV). El vapor se produce en calderos, que vía intercambiadores de calor en circuitos separados, son utilizados por TV. Los energéticos primarios utilizados para la generación del vapor son múltiples, entre éstos se encuentran, carbón mineral, derivados pesados de petróleo (residuales y similares), biomasa y desechos orgánicos reciclados y especialmente gas natural con capacidad térmica residual proveniente de una turbina a gas. Estas unidades normalmente son de baja inercia y altas velocidades, pudiendo encontrarse de arranque lento e intermedio. Las unidades normalmente son de ciclo simple, es decir, que el combustible se utiliza en una sola unidad de generación. Las magnitudes de las unidades que se ofrecen en el mercado es de amplio espectro, desde unidades pequeñas, hasta macro-unidades.⁹⁶ Los fabricantes de estos motores primos, los calderos e intercambiadores de calor es mundialmente vasta.

3.1.3.2 Tipo de Proceso

El tipo de proceso de una planta queda definido por el arreglo que se hace de las diferentes tecnologías de los grupos generadores elegidos. Conociendo los tipos básicos de motores primos que se ofrecen en el mercado para plantas termoeléctricas que utilizan gas natural, se aborda lo relativo al ciclo de transformación energética. Así, la combinación de los diferentes grupos generadores puede ser múltiple a fin de maximizar la eficiencia total del energético utilizado. Esta eficiencia se encuentra fuertemente relacionada con los costos de inversión.

⁹⁵ La magnitud de las turbinas a gas ofertadas en el mercado mundial, cubre una amplia gama, desde 4-5MW, hasta últimamente unidades de 280-300MW. Según la magnitud de las unidades la eficiencia térmica total se encuentra en el rango de 30,72% a 38,75%.

⁹⁶ La magnitud de las turbinas a vapor ofertadas en el mercado mundial, cubre una amplia gama, de unidades de 2-4MW a últimamente 900-1200MW. Según la magnitud de las unidades la eficiencia térmica es muy variada. La eficiencia de las turbinas-generadores propiamente dicha alcanza rangos superiores a 95%, sin embargo, dada la eficiencia de los calderos e intercambiadores y dependiendo del combustible utilizado, la eficiencia térmica total varía en rangos de 39,5% a 47,5%.

Entre los ciclos de transformación energéticos más conocidos se tienen plantas termoeléctricas que operan sus unidades en ciclo simple, en ciclo combinado⁹⁷ y en cogeneración.⁹⁸ Sin embargo, se han desarrollado tecnologías bastante más complejas cuya tendencia es maximizar la eficiencia total del energético primario, combinando diferentes alternativas.

El ciclo simple corresponde a unidades de generación cuyo calor residual no es utilizado por otras unidades de generación. El ciclo combinado, por el contrario, aprovecha el calor residual de unas unidades de generación (turbinas a gas) en una segunda etapa de generación, que normalmente corresponde a turbinas a vapor. El ciclo de cogeneración, corresponde normalmente, a plantas que utilizan el calor residual de la segunda etapa (turbinas a vapor) en la producción de vapor adicional para fines ulteriores, como desalado de agua, liofilización de productos agrícolas u otros.

3.1.3.3 Magnitud de Unidades de Generación

Para todos los fines del presente análisis, los siguientes elementos de juicio son considerados como hechos dados, tomando en cuenta que la tecnología en este tipo de plantas es probada y comprobada, sin mayor riesgo tecnológico.⁹⁹

- Fuerte competencia en el mercado mundial de oferta de equipos de generación;
- Plazos variables de suministro del equipamiento, según tipo y magnitud de las unidades;
- Provisión del equipamiento con garantía de existencias de repuestos a lo largo de la vida útil del equipamiento;
- Existencia en el ámbito mundial de empresas especializadas en operación y mantenimiento de plantas de este tipo;

De acuerdo a lo señalado, la magnitud de las unidades de generación por elegir deberán cubrir, en la medida de lo posible, todos los factores vistos anteriormente haciendo hincapié en la curva de demanda en el tiempo.

Así, para una planta de la magnitud de CTP, en el mercado se ofertan unidades con una potencia nominal¹⁰⁰ que se encuentran en el rango de 5MW, 7MW, 10MW, 12,5MW, 15MW, 22,5MW y 30MW. Resulta obvio, que a menor potencia unitaria, mayor será la cantidad de unidades por instalar. La ventaja radicaría en posibilitar una mayor flexibilidad operativa y de mantenimiento, mientras que la desventaja corresponde a que el monto total por invertir, se encontraría en niveles bastante elevados. En el extremo opuesto, el considerar solamente una unidad acarrearía las ventajas y desventajas opuestas a las nombradas.

⁹⁷ La magnitud de las plantas de ciclo combinado ofertadas en el mercado mundial, cubre una amplia gama, de 10-12MW a últimamente unidades de 700-800MW. Según la magnitud de las unidades la eficiencia térmica total se encuentra en el rango de 47% a últimamente 60%.

⁹⁸ Para mayor información, véase el Anexo 3.1 Conceptos de Termodinámica.

⁹⁹ Véase el tema 3.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA, a continuación.

¹⁰⁰ Se refiere como potencia nominal a aquella establecida en condiciones estandarizadas y medida en laboratorio. La potencia real varía relativamente en relación con la potencia nominal por condiciones ambientales, de ubicación, de calidad del energético y de degradación en la eficiencia como consecuencia del tiempo de operación.

3.1.3.4 Eficiencia Térmica del Ciclo Energético

Como preliminarmente indicado, la maximización de la eficiencia en la transformación del energético primario utilizado, se encuentra directamente relacionado a los montos de inversión en los componentes de la planta de generación. Así, a mayor eficiencia obtenida, mayor será la inversión inicial en los activos. En esa medida, es fundamental buscar el punto de equilibrio económico, de la eficiencia del ciclo de transformación energético, con relación a la inversión, a la curva de carga de la demanda y al sistema de despacho que rige en el sistema eléctrico. Los factores de eficiencia de cada tipo de grupo generador y ciclo energético, son los señalados.¹⁰¹

3.1.3.5 Eficiencia ambiental de unidades de generación

El equipamiento ofrecido actualmente en el mercado mundial cumple¹⁰² de lejos los requerimientos máximos de emisiones ambientales establecidos por la normativa nacional, internacional y de los países desarrollados.¹⁰³ Este cumplimiento se refiere a todas las variables establecidas (emisiones de NO_x, CO_x, vibraciones, ruidos, emisiones de fluidos, emisiones magnéticas y otros).

En caso que por consideraciones de ubicación y de inmisiones del ambiente, se requiriera condiciones especiales en el control de las emisiones, los proveedores de los equipos están en la posibilidad de suministrar equipos adicionales que mitigan en forma sustantiva las emisiones de la planta. De esta manera, se tiene asegurado el cumplimiento de las normas ambientales, sea cual fuere las condiciones aplicables en el ámbito nacional.

3.1.4 Elección del Tamaño de Planta

Después de haber analizado todos los factores involucrados, -¿Qué?, ¿Cuánto? y ¿Cómo?-, para la determinación del tamaño de la planta CTP, se concluye en lo siguiente.

La planta CTP no requiere producir vapor para su venta o utilización, por lo tanto, se descarta la opción de una planta de cogeneración. Además, considerando la magnitud relativamente pequeña de la planta CTP, la competencia actual y la competencia futura que utiliza y utilizará gas natural, no es recomendable considerar una planta de ciclo simple, dado que se corre el riesgo de que dicha planta sea desplazada en la prelación del despacho. Por lo tanto, es determinante que CTP sea una del tipo de ciclo combinado.

En esta medida, a fin de lograr implantar una central con la tecnología elegida, se debe contar con más de un grupo generador. Sin importar cual sea el número total de grupos generadores a implantar, se necesita que como mínimo uno de ellos sea una turbina a vapor, mientras que el

¹⁰¹ Véase Notas a pie de página 95 a 97 del tema 3.1 TAMAÑO DE PLANTA, en el Acápito 3.1.3 Método de Producción.

¹⁰² Véase Nota a pie de página 104, en el tema 3.1 TAMAÑO DE PLANTA, Acápito 3.1.4 Elección del Tamaño de Planta.

¹⁰³ Para mayor información, véase el CAPITULO 4: ESTUDIO SOCIAL Y AMBIENTAL, Cuadro 4.1: Valores Estándares y Valores Máximos de Contaminantes.

resto sean turbinas a gas. Ahora bien, considerando la curva de demanda total, según la cual la demanda máxima de potencia es de 25,8MW, se tiene que cualquier combinación de grupos generadores a adquirir, no debe sobrepasar en demasía esta cifra. Se dice que la capacidad instalada de la planta, puede ser mayor a la demanda máxima proyectada, dado que en el futuro existe la posibilidad de una ampliación del mercado objetivo y además por que el exceso de producción es factible de venderse en el mercado MI.

Tomando en cuenta las unidades ofertadas en el mercado mundial, la eficiencia de las diferentes posibles combinaciones, el crecimiento de la demanda y el equilibrio entre las consideraciones operativas, de mantenimiento y de inversión inicial, se determina que las unidades elegidas son tres grupos generadores, donde dos de estos grupos deben tener motores primos de turbinas a gas y el tercero de turbina a vapor. Los tres grupos generadores pertenecen a la serie 10, es decir, cuentan con una potencia nominal de 10MW. Cabe resaltar, que la garantía de los fabricantes es que las unidades de la serie 10, arrojan potencias que llegan a 11,2MW-11,5MW.¹⁰⁴

La eficiencia térmica de cada una de las unidades de la planta es:¹⁰⁵

- **Etapas I** → Primer Ciclo Simple: 10MW con turbina a gas (TG), 31,36%;
- **Etapas II** → Segundo Ciclo Simple: 10MW con turbina a gas (TG), 31,36%; y,
- **Etapas III** → Ciclo Combinado: 30MW planta con turbina a vapor (TV), 48,57%.¹⁰⁶

El cumplimiento, por parte de los proveedores del equipamiento de la planta CTP, de las normas ambientales, -nacionales, internacionales y de los países desarrollados-, permite la obtención de los respectivos permisos de las autoridades nacionales para la construcción y explotación de esta planta, así como, para solicitar el financiamiento a fuentes de países desarrollados. Estos últimos sujetan su participación, en este tipo de emprendimientos, al cumplimiento de los estándares ambientales. Se concluye que las etapas de implementación, serían tantas como las unidades, a saber, tres. Esto responde a la búsqueda de crecer con la demanda y a minimizar la inversión inicial. En la primera etapa, años 1 y 2 del proyecto (2007 y 2008), se operaría una sola TG en ciclo simple. En la segunda, años 3 a 5 del proyecto (2009 a 2011), se operaría la segunda unidad TG, en paralelo a la primera. En la tercera etapa, años 6 en adelante del proyecto (2012 en adelante), se operaría la unidad TV, instalada en ciclo combinado con las dos anteriores. De esta forma, la planta contaría con una potencia nominal instalada de 30MW.

¹⁰⁴ A modo de referencia, véase los siguientes portales de Internet:
General Electric: www.gepower.com/prod_serv/products/gas_turbines_cc/en/h_system/index.htm
Siemens: www.siemenswestinghouse.com/en/powerplants/index.cfm
Mitsubishi: www.mpsHQ.com/products_gasturbines.htm

¹⁰⁵ Las unidades elegidas para esta planta son recomendaciones hechas por proveedores.

¹⁰⁶ Para mayor información, véase la nota 104, anterior.

¹⁰⁶ La eficiencia relativa de la tercera etapa es bastante más alta, ya que no se requiere adicionar combustible, dado que trabaja con el calor residual de las dos etapas previas.

3.1.5 Ampliación de Capacidad

Después de haber definido el tamaño de planta, se debe tener en consideración un plan de acción en caso se haga necesaria una ampliación de la capacidad instalada. En ese sentido y por las características del negocio de generación de electricidad, éste se emprende cuando se cuenta con una demanda de largo plazo previamente asegurada. Así, sí las circunstancias lo ameritan, la ampliación de la capacidad instalada de la planta no acarrea mayor nivel de dificultad.

Por el contrario, una ampliación de la capacidad instalada trae una serie de beneficios de economía de escala, dado que gran parte de la inversión en infraestructura para la planta CTP ya se ha realizado o requerirá inversiones marginales para sus respectivas ampliaciones. Esta infraestructura corresponde a caminos de acceso, terreno, suministro de gas natural, suministro de agua, líneas de transmisión y subestaciones de transformación. También, en lo relativo a la infraestructura administrativa y de comercialización, el asentamiento en el mercado, conocimiento y participación en COES, la administración, logística, contabilidad y otros, como la experiencia y pericia de los trabajadores y funcionarios de la empresa para con este negocio y el aseguramiento del respectivo financiamiento.

Más aún, la forma modular de establecer el equipamiento de oferta, sobre la base de la demanda prospectiva adicional, y aquella forma modular de los proveedores de fabricar las unidades de generación, permitiría acometer una expansión del negocio en forma muy sencilla y a costos relativamente menores.

3.2 UBICACIÓN

3.2.1 Variables Involucradas en Elección

Para el caso de una termoeléctrica y por ende para CTP, a fin de realizar un análisis exhaustivo de la ubicación de la planta, es necesario tener en cuenta los costos con relación a los siguientes temas de infraestructura: (i) enlace a la red y punto de abastecimiento del combustible (gas natural); (ii) enlace y punto de conexión a la red eléctrica SEIN y punto o puntos de entrega de la electricidad a la demanda de clientes directos; (iii) enlace a la red y punto de suministro de agua (sea de la red pública, de escorrentía, de pozo, o desalada), con las características idóneas para el uso industrial y consumo humano; (iv) terreno para las instalaciones de la planta y otras; (v) caminos de acceso desde la red pública a las instalaciones de la planta y los otros caminos menores para la instalación y mantenimiento de los enlaces de transmisión de electricidad y transporte de gas y agua; (vi) impacto ambiental, y, (vii) permisos y autorizaciones.

3.2.1.1 Punto de Abastecimiento del Gas

El punto y enlace de abastecimiento del gas, es un aspecto extremadamente importante en la toma de decisión del emplazamiento de CTP, dado que el insumo gas natural es la materia prima que representa el mayor costo variable del total de costos de operación de la planta. Así, cuando

se habla del costo del gas, es necesario resaltar que este costo se divide en dos componentes: (i) el de adquisición del producto, normalmente transado en el lugar de explotación donde se ubica los yacimientos, conocido como 'boca de pozo', que por lo tanto, no tiene incidencia en el análisis de localización de la planta; y, (ii) el de transporte del producto, desde la boca de pozo hasta el punto de entrega en la planta CTP, conocido como '*plant gate*', que si corresponde a un costo trascendente.

El costo del transporte del producto varía dependiendo del punto de entrega del gas y comprende dos componentes: (i) el transporte por el gaseoducto principal, -desde la boca de pozo hasta cualquier punto a lo largo de su recorrido-; y, (ii) el transporte secundario (que corresponde al ramal de gaseoducto), -desde la válvula de conexión al ducto principal hasta el punto de entrega, o *plant gate*-. El primer segmento de transporte, por el gaseoducto principal, se encuentra según la normativa totalmente regulado y es independiente de la distancia, razón por la que no interviene en la decisión de ubicación de CTP. El segundo segmento de transporte, por el ramal secundario del gaseoducto que sirve exclusivamente a CTP, no se encuentra regulado, jugando por lo tanto, un papel importante en la estructura de costos del abastecimiento del gas y por ende en la localización de la planta CTP. Este último costo, está constituido por dos tipos: (i) el costo operativo del transporte, -es decir, en los gastos en que se incurren en la operación y mantenimiento del ducto-; y, (ii) el costo de inversión del ramal secundario, -que involucra la instalación del ramal y el sistema de conexión entre ambos-.

En esa medida, se deduce que mientras más cercana esté la planta CTP del gaseoducto principal, menor será el costo de inversión en el transporte secundario y menor será el costo de operación y mantenimiento por pérdidas debidas a fricción, que aumentan mientras mayor sea la longitud del ducto. En cuanto al sistema de conexión que es necesario instalar entre el gaseoducto principal y el ramal secundario, a fin de minimizar el costo de inversión es preferible evitar la instalación de una válvula propia en el ducto principal y por lo tanto, es más conveniente aprovechar las válvulas existentes.

En la **Ilustración 3.1** se muestra el recorrido del gaseoducto principal, el detalle correspondiente a la zona de Ica y la ubicación de las estaciones de válvulas a lo largo del recorrido del gaseoducto principal. En éstas se reconocen algunos puntos importantes para la potencial localización de la planta CTP.

Un punto neurálgico es la zona de Humay, lugar donde el gaseoducto principal proveniente de Camisea, se bifurca en dos partes, (i) con recorrido hacia el oeste a la playa Lobería donde se ubica la planta de tratamiento del Consorcio Camisea; y, (ii) con recorrido hacia el norte a Lurín en el departamento de Lima, donde se ubica el punto de entrega a la red de distribución para Lima Metropolitana, punto conocido como '*city gate*'. Obviamente, otro punto neurálgico corresponde a la playa Lobería en Pisco, en zona cercana a la planta de tratamiento del Consorcio Camisea.

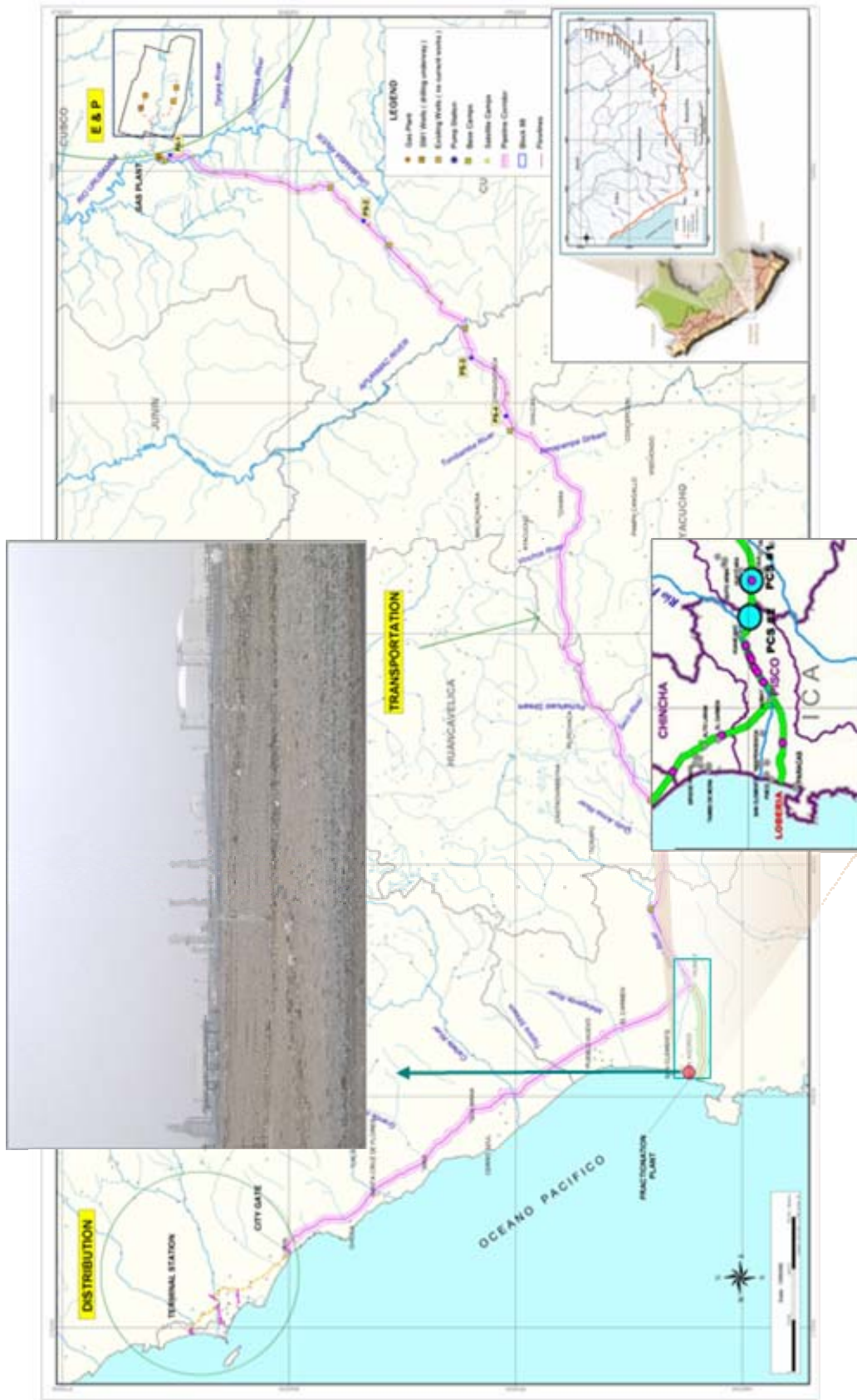


Ilustración 3.1: Mapa Gaseoducto, Detalle Planta de Tratamiento Lobería y Válvulas de Salida Zona Ica

FUENTE: [1] TGP (2004) - Mapa del Proyecto de Transporte de Líquidos de Gas y de Gas Natural
[2] TGP (2004) - Mapa General del Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural

3.2.1.2 Conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y a Demanda

El costo de transporte de la electricidad (único producto final de la planta CTP) es determinante, tanto en términos del costo operativo, –que al igual como el gaseoducto implica el mantenimiento–, como en términos del costo de inversión de la transmisión secundaria. La transmisión de la electricidad involucra las instalaciones del enlace entre la planta CTP y: (i) los puntos de abastecimiento de la demanda de aquellos clientes directos que se ubican en la zona de influencia; (ii) el punto de conexión con la red nacional SEIN, para abastecer a los clientes que se ubican en zonas alejadas respecto a CTP, así como para transar en el mercado MI.

Como es de esperarse, mientras menor sea la distancia de la transmisión secundaria requerida, menor será el costo de inversión de transmisión. A menor distancia de la transmisión secundaria se minimizará el costo de operación por pérdidas debidas a la resistencia del material al paso de la electricidad¹⁰⁷ y las pérdidas transversales.¹⁰⁸ Teniendo esto en cuenta, resulta conveniente hacer uso de las subestaciones existentes en SEIN, a fin de realizar la menor inversión posible en las instalaciones de conexión entre la red principal (SEIN) y el enlace secundario con la planta CTP.

Se señala que dependiendo de la potencia por transportar y de la distancia involucrada, se tiene que diseñar el nivel de tensión de la línea de transmisión secundaria, y por lo tanto, la capacidad y los niveles de tensión en las subestaciones involucradas.

En la **Ilustración 3.2** se muestra la red de SEIN con las principales subestaciones en el ámbito nacional y el detalle correspondiente a la zona de influencia de la planta CTP, en la zona de Pisco, observándose las subestaciones de Ica e Independencia son en el nivel de 220kV. Dado que la tensión de generación para plantas de la magnitud de CTP con tres unidades de generación, normalmente se encuentra en media tensión, se requerirá considerar la subestación elevadora en la planta CTP, la conexión simple con la red de SEIN y la subestación cercana al punto neurálgico de abastecimiento a la demanda en la zona de influencia.

Para el caso de CTP, a fin de minimizar el costo transporte secundario, se debe localizar la planta de forma que se encuentre lo más cercana posible, tanto al mercado de demanda objetivo, ya que se presenta la posibilidad de optar por una conexión secundaria directa desde la generadora hasta los clientes,¹⁰⁹ como al punto de conexión con la red de SEIN para transar en MI. Así, la ubicación de la planta CTP económicamente más atractiva, debe realizarse en un terreno cercano a la subestación (SE) Independencia. Véase la **Ilustración 3.2** para una perspectiva global de SE Independencia existente, de propiedad de la empresa REP.

¹⁰⁷ Pérdidas conocidas como tipo 'Joule'.

¹⁰⁸ Pérdidas conocidas como tipo 'transversales', debidas al *spin* de los electrones.

¹⁰⁹ La demanda objetivo determinada en el CAPITULO 2:ESTUDIO DE MERCADO, tema 2.4 ANÁLISIS DE MERCADO DEL PROYECTO, Acápite 2.4.1.2 Demanda para el Proyecto, está compuesta principalmente por los clientes que se encuentran en el departamento de Ica, en el eje de la zona de Pisco - Villacurí, y parcialmente en Cañete y Chincha.

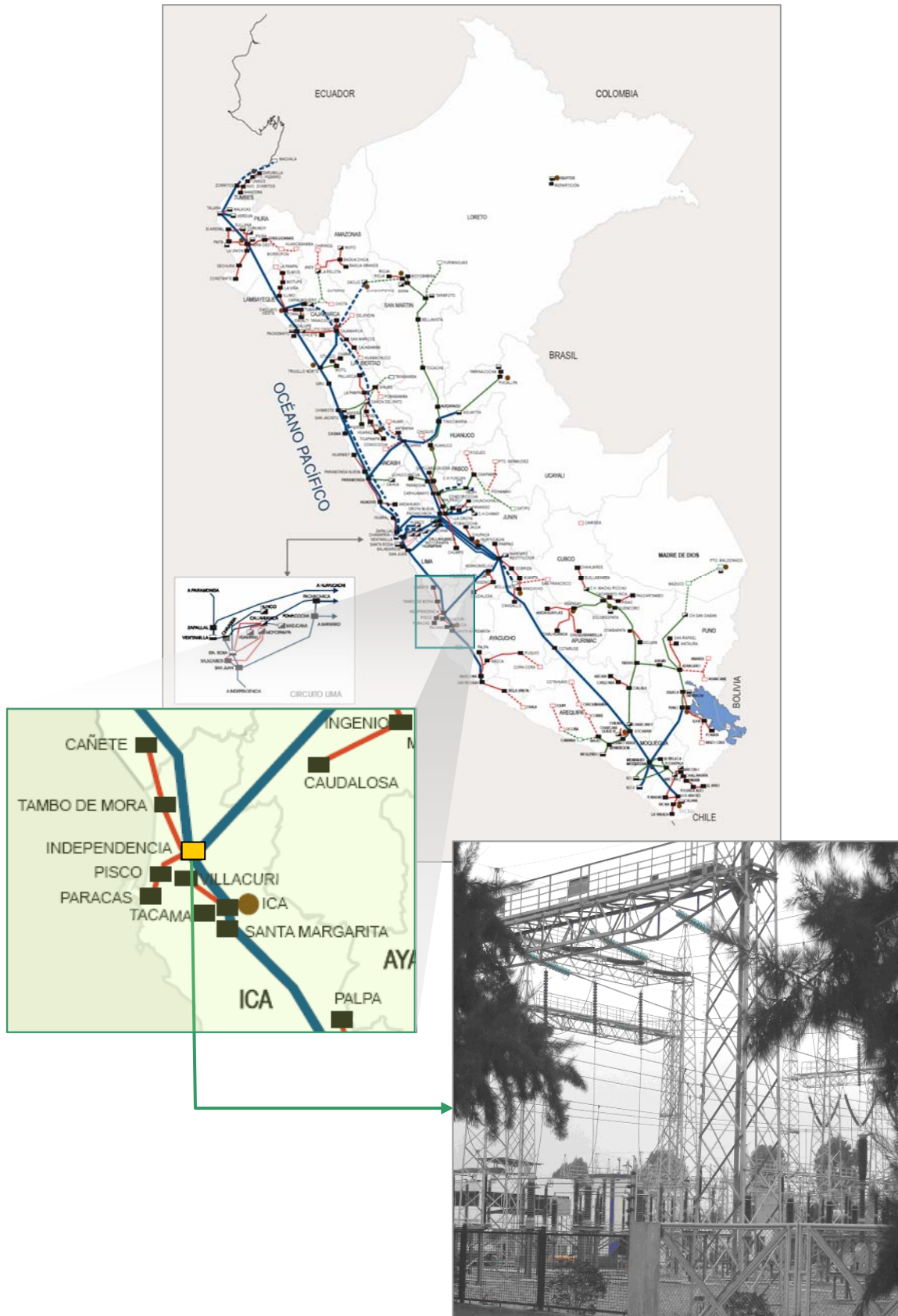


Ilustración 3.2: Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – Detalle Zona Ica

FUENTE: [1] MEM (2004) - Gas Natural para la Generación Eléctrica

[2] MEM (2004) - Gas Natural para la Generación Eléctrica

3.2.1.3 Suministro de agua

Por las consideraciones preliminares esgrimidas de la potencial ubicación de la planta CTP, se denota a priori, que en dicha zona no existe abastecimiento de agua potable e industrial de la red pública. Por lo tanto, se tiene que partir del principio de que el agua deberá ser extraída y procesada como parte del alcance del proyecto CTP. Sin embargo, es menester resaltar que las necesidades de agua de la planta CTP, para el consumo de agua potable y de agua industrial es de cantidades ínfimas. Solamente en la tercera etapa, cuando se cuente con las instalaciones de ciclo combinado, el requerimiento de agua industrial pasa de ínfimo a mínimo.¹¹⁰ Por lo tanto, la central CTP debe estar ubicada en una zona donde sea factible obtener un suministro continuo de agua para ser procesada en las propias instalaciones de CTP.

Esto significa que la planta debe ubicarse en un lugar cercano a la cuenca de un río o un lago que permita la extracción del agua requerida. A falta de este tipo de abastecimiento se tendría que ubicar la planta muy cercana al mar, a fin de obtener dicho recurso vía el proceso de desalado. En todos los casos, el agua obtenida requerirá en mayor o menor grado de un tratamiento, a fin de lograr que la calidad del agua sea compatible con la necesaria para el proceso productivo y para el consumo humano.

Es necesario aclarar que en el caso del agua, sólo se hace referencia directa al costo de tratamiento de esta dependiendo de su origen, más no al costo de adquisición dependiendo de la fuente de la que ha sido extraída. Esto se debe a que en Perú no existe una normativa que dé un valor real al recurso agua y diferencie el costo de esta dependiendo de su posible utilización.

En la **Ilustración 3.3** se muestra las cuencas hidrográficas en la zona de la costa central del país, en el recuadro de detalle se observa que la cuenca del río Pisco es casi excluyente. La única otra opción se observa que radicaría en la zona de Boca de Río, en el delta de la desembocadura del río Pisco en el mar.

En esta medida, por la fuente de obtención del agua, la planta CTP debería localizarse en un punto cercano a la cuenca del río Pisco, única fuente segura de abastecimiento por la zona. Obviamente, la obtención del recurso hídrico de fuente marítima no se descarta, sin embargo, los niveles de inversión para la extracción, tratamiento y transporte, así como los costos de explotación, requeridos para la mínima cantidad de agua por utilizar, harían de esta opción demasiado onerosa.

¹¹⁰ Como referencia se señala que entre el agua potable e industrial, las necesidades en ningún caso supera los 2,5l/s a 3,0l/s.

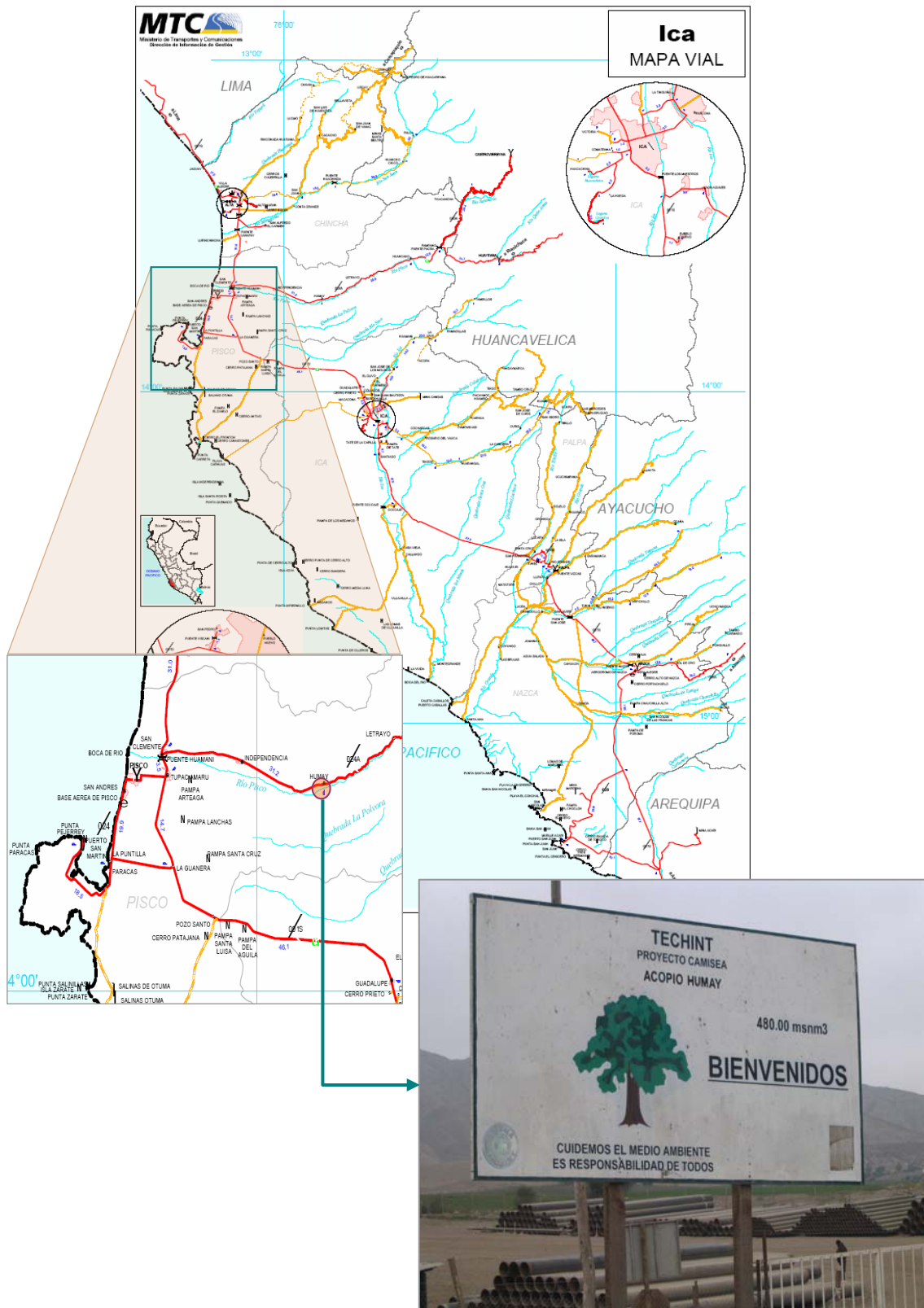


Ilustración 3.3: Mapa de Cuencas Hidrográficas y Rutas de Transporte - Costa Central y Válvula de salida de Gaseoducto – Humay

FUENTE: [1] MTC (2004) - Mapa de Reservas de Agua y Rutas de Transporte de Ica
 [2] MTC (2004) - Mapa de Reservas de Agua y Rutas de Transporte de Ica

3.2.1.4 Vías de Acceso

Las vías de acceso son una variable relevante en el análisis de la ubicación de una planta, puesto que el costo de inversión para su construcción podría ser sustancial en términos de la inversión global del proyecto, más aún, considerando que dichas vías de acceso son utilizadas básicamente para la etapa de construcción de las instalaciones. Esta condición se sustenta en el hecho de facilitar el flujo de entrada y salida de las maquinarias de construcción, equipos necesarios para la operación de la planta, los materiales y la mano de obra para la etapa de construcción y de operación del proyecto, así como, facilitar lo relativo a la instalación de la infraestructura de telecomunicaciones.

Desde el punto de vista del transporte carretero, la localización de la planta CTP deberá encontrarse cercana a la vía Panamericana Sur en la zona de Pisco, o a la carretera de acceso a Ayacucho a partir de la zona de Pisco. Ambas vías son asfaltadas y con características que permiten el transporte del equipamiento para la planta. Esta zona, complementariamente, cuenta con la infraestructura de la vía de acceso marítima del puerto marítimo San Martín y el aeropuerto de Pisco, ambos con infraestructura suficiente para el equipamiento que se trasladará para la planta CTP. Alternativamente, y en relativa cercanía, se cuenta con el puerto marítimo de El Callao y el aeropuerto internacional de Lima-Callao. Si se considera ahora el sistema de transporte de información, Pisco es el área más cercana a la zona examinada, donde la red nacional de telecomunicaciones tiene infraestructura adecuada.

La **Ilustración 3.3** muestra el puerto y aeropuerto en el departamento de Ica, así como las principales vías de transporte terrestre, siendo las carreteras Panamericana Sur y la de penetración a Ayacucho las más importantes para el proyecto.

Por lo tanto, se buscará localizar la termoeléctrica CTP en un área cercana a una vía de transporte terrestre principal, como una autopista, que permita a su vez la conexión con un aeropuerto y puerto de rango internacional, y por supuesto a un poblado, que permita obtener las comodidades necesarias para el personal. Así, se observa que Humay, Independencia y Pisco tienen las características requeridas.

3.2.1.5 Terreno

La elección del emplazamiento desde el punto de vista del terreno, está determinada por el costo de la adquisición del área, el costo de construcción de la infraestructura determinada por el tipo de terreno y la disponibilidad del área.

En relación con la adquisición del terreno, es necesario decir que cualquier área puede ser clasificada como parte de uno de los dos siguientes grupos. El primero, por los terrenos de propiedad privada, que por este hecho tienen una mayor cotización que aquellos de propiedad del Estado. El valor del terreno depende del tipo de uso que se hace de él, o se le vaya a dar, así

como, de los vaivenes del mercado de bienes raíces. El otro grupo, por los terrenos eriazos de propiedad del Estado que existen en cuantía en Perú, tiene por lo general un valor relativamente más bajo. Cabe resaltar, que el costo de adquisición del terreno, en cualquiera de los casos indicados, es de muy baja incidencia en relación con el costo de inversión total del proyecto.

Otro aspecto a considerar, es el costo de construcción de la planta CTP con relación a las características del terreno y el ambiente circundante, a saber: la geología y geotecnia, la climatología, las condiciones sísmicas, el riesgo de huaycos y deslizamientos, etc. Éstas pueden hacer variar dichos costos en forma sustancial.

El factor de la disponibilidad del terreno, se encuentra ligado a la clasificación que la autoridad municipal asigna a las zonas como parte de la planificación urbana. Así, un terreno puede ser incluido en: zona industrial, comercial o residencial. Los terrenos no considerados dentro del radio urbano, pueden ser reservados por la autoridad Proyecto Especial de Titulación de Tierras (PETT) sobre la base del uso que se plantea realizar del mismo. Éstos también pueden ser clasificados para fines industriales, agrícolas u otros. En todo caso, el terreno elegido para el emplazamiento de CTP, deberá contar con los registros pertinentes de propiedad y la clasificación de industrial, a fin de poder tramitar los permisos correspondientes para la construcción requerida.

En la zona de Pisco y en el eje entre Independencia y Humay, existen múltiples opciones de terrenos que aplican para la meta buscada del emplazamiento de CTP. Se recalca que por la tecnología elegida para la planta y la magnitud de la misma en su tercera etapa, el área total requerida para la construcción industrial es relativamente pequeña. Empero, por consideraciones de espacio de maniobra durante la construcción, mitigación de efectos ambientales y potenciales ampliaciones se recomienda que el terreno sea algo más amplio de lo imprescindible.¹¹¹

3.2.1.6 Impacto Ambiental

Es importante no olvidar que cualquier actividad humana por más benigna que ésta sea, siempre tendrá un efecto sobre el ambiente. La industria de generación de electricidad con gas natural como energético primario, cuando es bien llevada, trae consigo una mínima cantidad de efectos nocivos en su operación diaria, siendo entre todas las opciones de generación termoeléctrica la más benigna. Sin embargo, cuando se elija el emplazamiento, se tendrá que tener en cuenta que se busca minimizar todo efecto ambiental negativo en la zona. Así, la elección del emplazamiento trata de evitar zonas del país, sensibles a impactos ambientales mayores, como por ejemplo, reservas naturales, parques nacionales, ciudades, zonas arqueológicas y otros similares.

¹¹¹ Para la planta CTP con 30MW de capacidad instalada, la planta de tratamiento de agua, la planta de recepción del gas natural, la subestación eléctrica de salida, las oficinas administrativas y el parqueo correspondiente, el terreno requerido es algo menor a 2ha-3ha, recomendándose que el terreno tenga un área total de 4ha a 6ha.

3.2.1.7 Permisos y Autorizaciones

Con relación a los permisos y autorizaciones requeridas para actividad de la planta CTP, en principio estos no varían según la ubicación de la termoeléctrica. No obstante, se puede encontrar cierta oposición y/o negativa al otorgamiento de las mismas, fundamentada en principios de impacto ambiental y/o social.¹¹²

3.2.2 Elección de Ubicación

De acuerdo al análisis de las variables que han sido consideradas en el acápite anterior y a fin de determinar en forma más precisa el emplazamiento de la planta CTP es menester realizar un análisis detallado, considerando las siguientes potenciales ubicaciones: (i) Paracas en la zona de la playa Lobería, (ii) Pisco, en la zona cercana a Túpac Amaru, (iii) Independencia y (iv) Humay.

En principio, todas estas potenciales ubicaciones cubren en gran medida con los requerimientos para la localización de la planta CTP. Así, la toma de decisión para la localización precisa de la planta CTP se torna más difícil, lo que obliga a utilizar una matriz cuantitativa, de manera que se establezca la localización precisa. Esta matriz se observa en el **Cuadro 3.1**.

A modo explicativo se señala que, el factor de ponderación utilizado en esta matriz representa el costo unitario y/o total de cada uno de los elementos de análisis mostrados. Este factor se obtuvo mediante el análisis de costos de dos fuentes diferentes: (i) una corresponde a la estructura de costos, -líneas de transmisión y subestaciones, ductos secundarios de gas natural y otros componentes-, de plantas termoeléctricas en proyecto, cuyos resultados se conocen de data muy reciente;¹¹³ y, (ii) la otra fuente corresponde a los precios unitarios del mercado y los considerados por el regulador de tarifas OSINERG, que son coincidentes con los primeros.¹¹⁴

En relación con la calificación, ésta se puede diferenciar en tres grupos. El primero representa la distancia física que existe entre el emplazamiento propuesto y el punto de abastecimiento y/o conexión. Esto aplica para la provisión de gas, la conexión con SEIN, el acopio del agua y la construcción de vías de acceso. El segundo grupo se refiere al uso del suelo. El tercer grupo corresponde a la factibilidad de cumplimiento de los requisitos ambientales y de permisos, es decir, si es que se puede o no ejecutar el proyecto.

¹¹² El detalle de los permisos y autorizaciones se encuentra en el CAPITULO 5:ESTUDIO LEGAL, tema 5.4 PERMISOS Y SERVIDUMBRES – TRÁMITES Y NORMATIVA.

¹¹³ Datos obtenidos en conversaciones con los representantes de las empresas que han instalado recientemente las plantas a gas natural de ciclo simple en Ventanilla y Santa Rosa. Datos proporcionados a modo de aporte a la presente Tesis.

¹¹⁴ Datos obtenidos del portal de internet de OSINERG, el Regulador de las Tarifas de electricidad, en su fijación de tarifas de electricidad de abril del presente año, así como de la fijación de tarifas de transporte de gas del año 2003.

Cuadro 3.1: Matriz de Determinación de Emplazamiento

DETERMINACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO										
Acápít e	Variables	Factor Pond.	Calificación				Subtotal			
			Indep.	Humay	Pisco	Paracas	Indep.	Humay	Pisco	Paracas
3.2.1.1	Abastecim. Gas - Gaseoducto	15,0	10	7	15	15	150	105	225	225
3.2.1.2	Conexión a SEIN - Líneas Trans. Punto entrega ML - Líneas Trans.	95,0	2,5	13	25	28	238	1 235	2 375	2 660
		35,0	25	37	1	12	875	1 295	35	420
3.2.1.3	Suministro Agua - Tubería	15,0	2	2	7	12	30	30	105	180
3.2.1.4	Vías de Acceso - Camino	10,0	1	1	0,5	0,5	10	10	5	5
3.2.1.5	Terreno - Eriazio - Cultivo	2,5	5	5		5	13	13		13
		7,0			5				35	
3.2.1.6	Impacto Ambiental	250	1	1	1	∞	250	250	250	∞
3.2.1.7	Permisos y Autoriz.	111	1	1	1,4	∞	111	111	155	∞
TOT							1 676	3 049	3 185	∞

NOTA:

- (1) Para los rubros 3.3.1.1 a 3.2.1.4, se ha utilizado un factor relacionado al costo por kilómetro de tendida, por lo tanto la calificación responde a la distancia correspondiente.
- (2) Para el rubro 3.3.1.5, se hace una diferenciación entre el costo por hectarea de terrenos eriazos y de cultivo, esto se aprecia en el factor de ponderación. La diferencia entre las cuatro localidades analizadas, no responde al tamaño del terreno, sino a su tipología.
- (3) Para los rubros 3.3.1.6 y 3.2.1.7, se ha utilizado un factor relacionado al costo total incurrido. Por lo tanto, dado el hecho de que en todas las posibles localidades el gasto es el mismo, la calificación es de 1 si es que es posible hacer el gasto y/o trámite, e infinito si es que no es factible. Para el emplazamiento en Pisco y considerando que es zona urbana, la Municipalidad aplica la tasa por obras en vías públicas.

FUENTE:

- [1] Precios unitarios vigentes en el mercado
- [2] OSINERG (2004) - Anexos a Resolución de Fijación de Tarifas aplicable a partir de Nov. del 2004
- [3] Estudio para termoelectricidad en la zona de Chilca, data confidencial

De todas las ubicaciones potenciales, la localización elegida para la planta generadora a gas natural es Independencia. Al observar con detenimiento los mapas presentados, se puede ver que esta zona es muy propicia para una planta generadora debido a los siguientes motivos:

- El área se encuentra adyacente a una de las válvulas del gaseoducto principal, que transporta el gas desde Camisea hasta el *City Gate* en Lurín.
- Independencia está contigua a una subestación y a una línea de transmisión en 220kV. Así se minimizan los costos del enlace de transmisión entre la red eléctrica SEIN y la planta CTP.
- En cuanto al punto de entrega de la electricidad, el mercado objetivo esta conformado por las áreas colindantes de Pisco y Villacurí, con lo cual la inversión para las tendidas secundarias no será excesiva.
- El suministro de agua dulce necesaria para la operación de la planta CTP se encuentra asegurado con el recurso del río Pisco (uno de los pocos en la costa central de Perú que mantiene un caudal relativamente constante durante todas las estaciones del año, inclusive en estiaje). Este hecho, asegura el mantenimiento de la napa freática, y por ende, suficiencia en el pozo para la planta CTP.

-
- Las vías de acceso, es decir, las carreteras corren en la periferia de la planta CTP y los puertos y aeropuertos se ubican en zonas muy cercanas por lo que se facilitará el movimiento de maquinaria y personal durante la etapa de construcción. También se simplificará todo lo relativo a la operación diaria, por el movimiento del personal y las telecomunicaciones.
 - Con relación al tipo de suelo, existe viabilidad en la construcción de la infraestructura sin incurrir en gastos innecesario, ya que no se trata de un área inestable o sísmica mayor.
 - La obtención de los permisos y autorizaciones no se dificulta, dado que la localización elegida no se considera zona urbana ni reserva natural o protegida.
 - La tecnología elegida y la lejanía a la reserva de Paracas, conlleva a que el impacto ambiental sea prácticamente nulo. Con relación a las zonas aledañas a la central, el impacto es mínimo, dada la carencia de zonas urbanas y de mayor riqueza natural.

3.2.3 Descripción del Emplazamiento

El terreno propuesto para la central CTP se encuentra en la pampa ubicada en el km 26 de la carretera a Ayacucho, que corresponde, a su vez, a la salida del km 300 de la Panamericana Sur. El terreno se ubica al lado norte de la carretera a Ayacucho, a unos 12km al este de la capital distrital Independencia. Desde el punto de vista del ordenamiento territorial, el terreno elegido se encuentra ubicado en el distrito de Independencia, provincia de Pisco, departamento de Ica. Se ubica en las tierras eriazas del nacimiento de los contrafuertes de la cuenca del valle del río Pisco. Dichas tierras eriazas, son de propiedad del Estado, incluidas dentro del catastro administrado por PETT, del Ministerio de Agricultura. Por el terreno no existe ningún tipo de infraestructura de riego y superficialmente no se observa rastro alguno que pueda señalar la existencia de restos de Patrimonio Cultural de la Nación. A esta planicie frente al río Pisco, se accede mediante la carretera asfaltada a Ayacucho y una trocha carrozable de unos 250-300m de longitud, esta última deberá ser construida y presupuestada por el proyecto de la planta.

Con respecto al relieve, el terreno presenta una suave pendiente, con una topografía homogénea y con nula cobertura vegetal. Esta pampa se ha formado por acumulación de material transportado por corrientes de agua diseminada, durante los períodos húmedos y lluviosos del pleistoceno, estando cubierta en la actualidad por gruesas capas de arena cuaternaria.

La extensión del área de terreno a adquirir para el proyecto CTP, es de alrededor de cinco hectáreas, es decir, 50 000 m². De estas 5ha, alrededor del 30% serán construidas, alojando la planta propiamente dicha, la subestación, y otra infraestructura del proceso, como también oficinas, almacén y zona de maniobra. Se considera alrededor de 1,2ha a 1,5ha para una ampliación. El saldo del área es utilizada para recreación y elementos de mitigación ambiental, tanto con relación a ruidos, como y especialmente con relación a perspectiva paisajista de la zona.

3.3 PROCESO PRODUCTIVO

Determinada la magnitud de la planta CTP, las etapas de su implantación, la tecnología elegida para el equipamiento de generación, los sistemas de abastecimiento de los insumos agua y gas natural, así como los sistemas de evacuación del producto electricidad al mercado con los enlaces de transmisión secundarios a los clientes directos y a la red eléctrica nacional SEIN, se detalla en el presente acápite las tareas requeridas para el proceso de implementación de CTP.

3.3.1 Tareas pre-operativas

Las tareas pre-operativas del proyecto CTP son las siguientes. Se resalta que varias de ellas son tercerizadas a empresas especializadas en sus respectivos ramos. Para fines de la presentación, estas tareas se dividen en tres grandes rubros:

I Estudios

1. Ejecución de Perfil de proyecto y estudios de campo preliminares.
2. Ejecución de Ingeniería Básica y Factibilidad del Proyecto.¹¹⁵
3. Ejecución de Estudio de Impacto Ambiental.

II Inversiones Previas

4. Adquisición de terreno.
5. Trámite de Permisos, Autorizaciones y Concesiones.
6. Trámite de adquisición de servidumbres e imposición de servidumbres¹¹⁶
7. Ejecución de camino de acceso entre carretera y terreno.¹¹⁷

III Actividades Complementarias

8. Trámite y negociación del financiamiento del proyecto con las diferentes fuentes.
9. Suscripción del, o de los contratos de financiamiento.

115

Se resalta que el estudio de ingeniería básica y factibilidad del proyecto deberá tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Los contratos para la ejecución de la ingeniería de detalle, fabricación y suministro del equipamiento puesto en el lugar de la obra, la logística de transporte y trámite aduanero, provisión de materiales y ejecución de obra civil y estructural, montaje electromecánico, electrónico y telecomunicaciones, ejecución de pruebas en vacío y puesta en marcha comercial, se plantea sea ejecutado por el denominado 'sistema llave puesta en mano, a suma alzada y con techo de precios y plazos garantizados', también conocidos por el acrónimo EPC, en inglés '*Engineering, Procurement and Construction*'
- En total se deberá plantear tres contratos, a saber: (i) Planta de generación, que incluye la provisión del lote de repuestos iniciales para la operación cotidiana para dos años; (ii) Suministro de gas y agua; y, (iii) Líneas de transmisión y subestaciones para los enlaces con SEIN y con la demanda de los clientes directos.
- La filosofía de manejo es una de operación a distancia, desde el centro de control y mando que se ubicará en el mismo terreno de CTP. Este incluirá el hardware y software correspondiente. La operación a distancia desde el centro de control se realiza mediante el sistema SCADA. El acrónimo, corresponde a lo conocido en inglés por '*Supervisory Control and Data Acquisition*'. *SCADA is a computer system for gathering and analyzing real time data, which are used to monitor and control a plant or equipment in industries such as energy, telecommunications, water and waste control, oil and gas refining, transportation, etc.*

116

La adquisición de servidumbres se rige por el Código Civil, o acuerdo entre las partes, el predio sirviente y el predio servido. La imposición de servidumbre corresponde a la determinación administrativa del Estado para la ejecución de la servidumbre. Esto último aplica cuando las partes no se ponen de acuerdo. Toda servidumbre ya sea por adquisición o imposición debe ser económicamente compensada.

117

La construcción del camino de acceso podría tranquilamente ser realizado por alguno de los contratistas EPC, sin embargo, por usos y costumbres del mercado internacional EPC de este tipo de contratos, los contratistas suelen exigir que los caminos de acceso ya estén ejecutados.

10. Ejecución de concursos para contratos EPC de suministro, ejecución de obra y montaje de: (i) planta, (ii) gaseoducto y abastecimiento de agua, y (iii) Subestaciones y líneas de transmisión.
11. Negociación y suscripción del contrato a largo plazo para el suministro de gas natural con el proveedor del gas, -Consortio Camisea y, con el proveedor del servicio de transporte de gas por el gaseoducto principal, -TGP.
12. Negociación y suscripción de los contratos de largo plazo de suministro de electricidad con los clientes directos del mercado libre y las distribuidoras para el mercado regulado.
13. Supervisión y administración de los contratistas EPC.
14. Negociación y contratación de la reestructuración del financiamiento del proyecto.¹¹⁸
15. Reserva de fondos para la mitigación de impactos ambientales.

3.3.2 Tareas constructivas

I Planta Termoeléctrica

El contrato de la planta se ejecuta en tres etapas, según corresponde a las unidades generadoras.

16. Suscripción del contrato global EPC.¹¹⁹
17. Ejecución de la ingeniería de detalle global.¹²⁰
18. Fabricación, suministro, transporte, obras civiles y estructurales, montaje, pruebas y puesta en marcha de unidad I en ciclo simple. Incluye las obras complementarias.¹²¹
19. Fabricación, suministro, transporte, obras civiles y estructurales, montaje, pruebas y puesta en marcha de unidad II en ciclo simple.
20. Fabricación, suministro, transporte, obras civiles y estructurales, montaje, pruebas y puesta en marcha de unidad III correspondiente al ciclo combinado.

II Suministro de Gas y Agua

El contrato de las instalaciones para el suministro del gas natural y el agua, se ejecuta en una sola etapa.

21. Suscripción del contrato EPC.
22. Ejecución de la ingeniería de detalle. Incluye coordinación con los otros contratistas EPC.
23. Dos frentes: (i) fabricación, suministro, transporte, obras civiles y estructurales, montaje, pruebas y puesta en marcha del gaseoducto secundario y planta de recepción de gas; y, (ii) perforación de pozo de agua, ducto, tanque de almacenamiento y planta de procesamiento de agua.

¹¹⁸ Los términos del financiamiento primigenio suelen ser reestructurados, con las mismas u otras entidades. El motivo de la reestructuración es mejorar las condiciones del repago de la deuda, que se inicia con la operación de la planta térmica.

¹¹⁹ Se hace referencia a contrato global, dado que las tres etapas de implementación del proyecto deben ser desde un inicio definidas con un solo contratista EPC.

¹²⁰ Se refiere a que incluye la ingeniería de detalle de las tres etapas de la planta, así como también, la coordinación con la ingeniería de detalle de los otros contratistas EPC.

¹²¹ Se indica como obras complementarias toda aquella infraestructura de operación menor y de administración del proyecto CTP.

III Líneas de Transmisión y Subestaciones

El contrato de las instalaciones de las líneas de transmisión y subestaciones se ejecuta en una sola etapa.

24. Suscripción del contrato EPC.
25. Ejecución de la ingeniería de detalle. Incluye coordinación con otros contratistas EPC.
26. Fabricación, suministro, transporte, caminos provisionales de acceso, obras civiles, montaje, pruebas y puesta en marcha de: (i) línea de transmisión del enlace con SEIN y con la demanda de los clientes directos; y, (ii) subestaciones, tanto en la planta CTP, en Independencia de SEIN y en el punto de demanda.

3.3.3 Tareas operativas

Desde el punto de vista de la operación de la planta CTP para fines del análisis, las tareas operativas se presentan en relación temporal. Es decir, aquellas que se realizan en tiempo real, en períodos diarios y mensuales y en períodos superiores a un mes. Se mantendrá la consideración, que en la planta CTP se genera solamente el producto electricidad que corresponde a un bien transado en tiempo real y que el energético primario gas natural, también corresponde a un bien transado en tiempo real.¹²²

I Actividades en tiempo real

1. Recepción y purificación de gas
2. Recepción, tratamiento y almacenamiento de agua
3. Generación y despacho de electricidad

II Actividades diarias

4. Lubricación, inspección y mantenimiento rutinario

III Actividades mensuales

5. Balance y liquidación de despacho de electricidad por cliente y por mercado MI.¹²³
6. Facturación y cobranza de electricidad despachada
7. Balance, liquidación y pago de gas natural contratado.

IV Actividades en períodos mayores

8. Programación y ejecución de mantenimiento correctivo y *overhaul* de las instalaciones.

¹²² Por las características del negocio de generación de electricidad, de capital intensivo, bajo nivel de personal, administración relativamente simple, portafolio de clientes relativamente reducido, instalaciones de operación muy automatizadas, sistemas computacionales para todas las actividades técnicas, comerciales, financieras, logísticas y administrativas, obsérvese que:

- Tanto el insumo principal gas natural, como el único producto final la electricidad son bienes que no se almacenan, por lo tanto en relación a los inventarios, esta actividad es nula.
- Con relación a los repuestos requeridos para el mantenimiento correctivo y mayor, el inventario es nulo, dado que como parte del contrato de provisión de las instalaciones de CTP, los proveedores deberán mantener los inventarios correspondientes y ellos mismos realizar dichos mantenimientos. Así, CTP deberá mantener un nivel mínimo de inventario de repuestos para el mantenimiento rutinario.

¹²³ Se refiere por balance, a aquel realizado en términos físicos, es decir potencia y energía. La liquidación se refiere al balance en términos económicos o monetarios.

9. Búsqueda de nuevos clientes, seguimiento del nivel de satisfacción de los clientes existentes e implementación de mejoras en las relaciones.
10. Análisis de los balances físicos y monetarios del despacho de electricidad y determinación e implementación de procedimientos para su optimización.

3.3.4 Diagrama de flujo

Según se observa en las **Ilustración 3.4**, **Ilustración 3.5** y **Ilustración 3.6** el proceso productivo de generación de electricidad en la planta CTP es relativamente simple, dada la cantidad de insumos y productos que intervienen. Éste, básicamente corresponde a la transformación de la energía térmica contenida en el gas natural a energía eléctrica, es decir de un energético primario a un energético secundario. Este último tiene como característica principal, el hecho que su consumo final se realiza con un mayor nivel de eficiencia.

El ciclo operativo, solamente en la tercera etapa de implementación cuando trabaje en ciclo combinado, requerirá de otro insumo más, el agua. La energía no aprovechada por el proceso de transformación de energía térmica a energía eléctrica, es diseminada al ambiente. Obviamente, en la tercera etapa de implantación de la planta CTP, esta emisión es menor, dado que el calor remanente de los ciclos simples de las dos primeras etapas es utilizado en la unidad de ciclo combinado. Las otras emisiones, -totalmente mitigadas, controladas y en mínima cantidad-, son ruido y vibraciones.

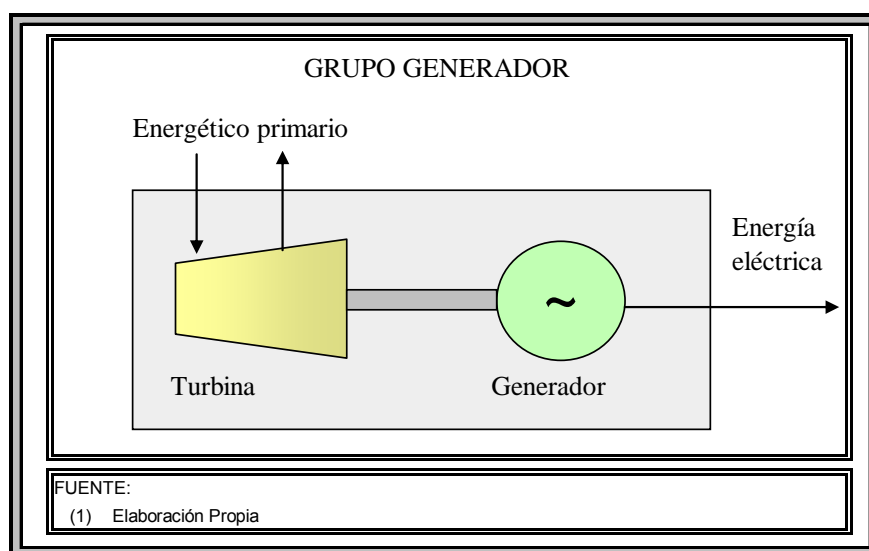


Ilustración 3.4: Esquema Simplificado de Grupo Generador

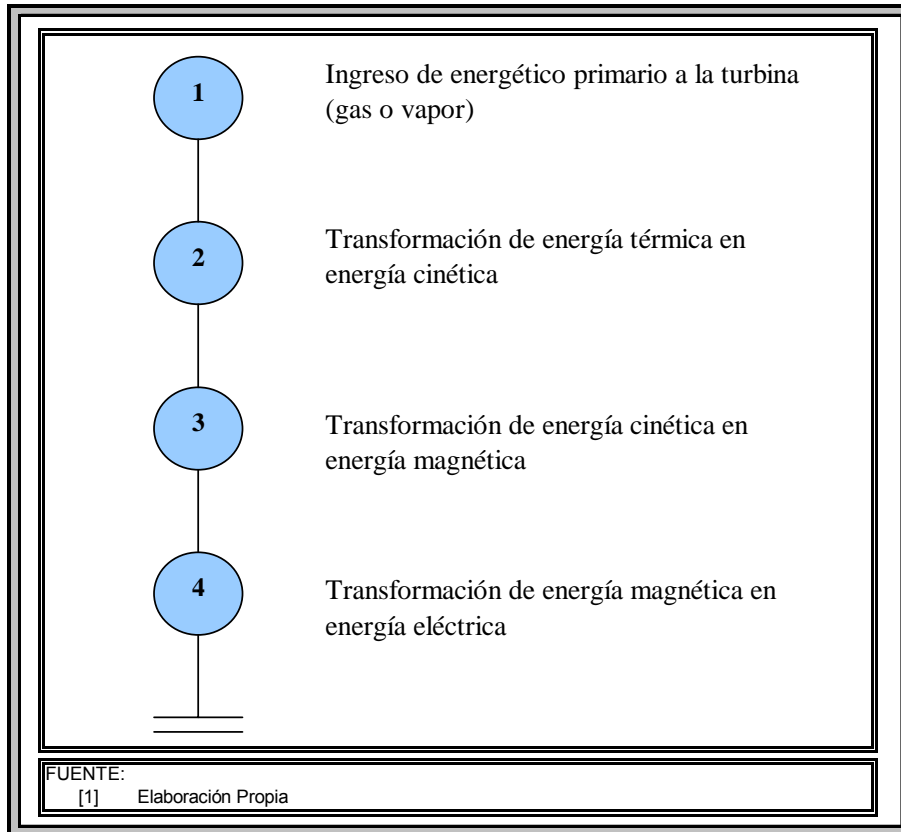


Ilustración 3.5: Diagrama de Principio de Funcionamiento: Etapa 1, 2 y 3

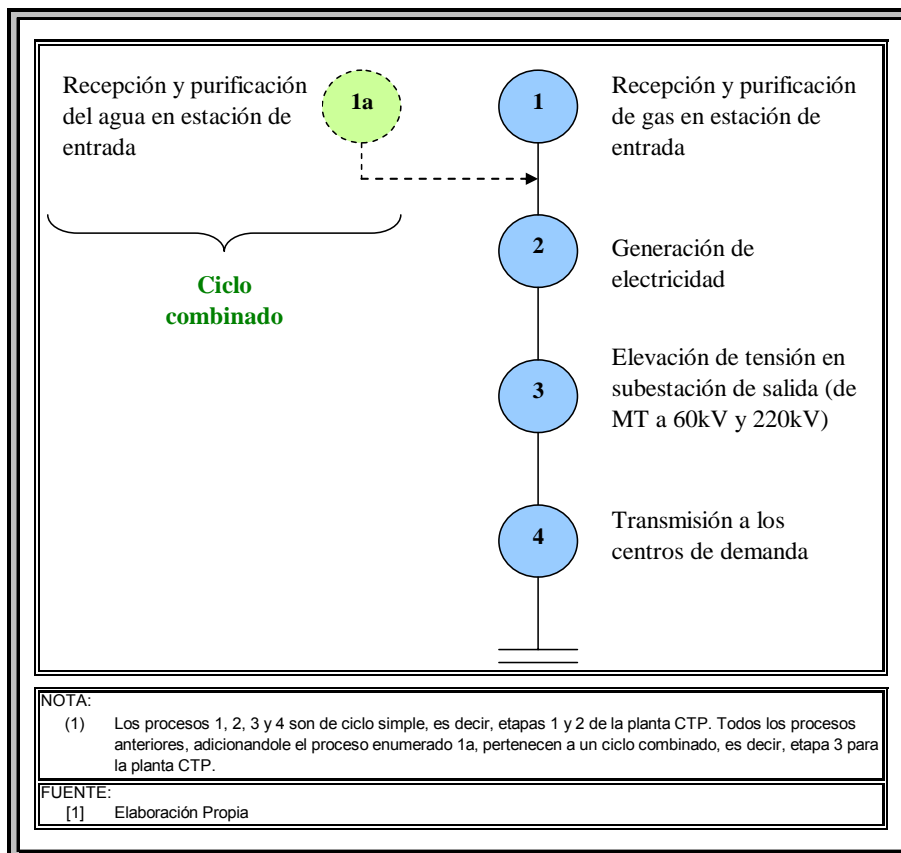


Ilustración 3.6: Diagrama del Proceso Productivo – Etapa 1, 2 y 3

3.3.5 Programa de producción

Como señalado, por condiciones normativas la producción de electricidad de cualquier planta de generación de electricidad, -entre ellas, obviamente, también la planta CTP-, se encuentra sujeta a la programación diaria, mensual y anual del despacho, o programa de producción, determinado por la autoridad competente, COES. Por lo tanto, se reitera que los contratos de compraventa de electricidad suscritos con los clientes directos de CTP son independientes de la producción real de la planta. Sin embargo, también por normativa, no se puede comprometer una venta de potencia y energía superior a la que se puede proveer con la capacidad instalada de la planta. Así, el resultado de una producción superior o inferior a los compromisos contractuales, respecto a lo programado por COES para la planta CTP, son transados en el mercado MI.

Sin embargo, dada las condiciones de diseño de la planta CTP que permiten minimizar su costo variable, y aquellas condiciones establecidas para las otras plantas generadoras conectadas a SEIN (la competencia), se tiene la certeza relativa que la producción de electricidad será programada por COES a 'plena capacidad' de la planta CTP. La **Gráfica 2.25** y **Gráfica 2.27** muestran la diferencia entre la producción de la planta CTP a plena capacidad y la demanda de los clientes directos del proyecto, tanto en potencia, como energía, respectivamente. En esa medida, se transarán en el mercado intergeneradores (MI), los excesos de producción respecto a los compromisos contractuales con los clientes directos. Las magnitudes de potencia y energía transados en MI, se observan en la **Gráfica 2.26** y **Gráfica 2.28**, respectivamente.¹²⁴

3.3.6 Política de inventarios

Como señalado anteriormente, los insumos requeridos para la producción de electricidad en la planta CTP, son básicamente gas natural y adicionalmente en la tercera etapa de implantación, se requiere agua.

Dado que el gas natural se transa en tiempo real y es abastecido directamente desde los pozos del yacimiento de Camisea vía el gaseoducto principal, no es factible de establecer una política de inventarios. Más aún, no tendría sentido económico establecer una planta de almacenamiento de gas natural en la planta CTP, dado que el mejor almacenamiento para este producto corresponde al gaseoducto principal.

Como política de inventario para el insumo agua del proceso, se establece un almacenamiento que permita una autonomía operativa de 7 a 10 días.¹²⁵ Esta política no se encuentra relacionada con la capacidad de la fuente de abastecimiento (napa freática), sino exclusivamente con una potencial falla en las instalaciones de abastecimiento. Una mayor autonomía, tendría como

¹²⁴ Las Gráficas se encuentran en el CAPITULO 2: ESTUDIO DE MERCADO, en el tema ANÁLISIS DE MERCADO DEL PROYECTO, Acápites Potencia – Instalada y Balance.

¹²⁵ Este plazo sirve para procurar agua de alguna fuente alternativa o reparar las instalaciones en caso de un percance.

consecuencia una mayor inversión inicial, la cual no es requerida, ya que las alternativas de abastecimiento de este insumo pueden ser múltiples y a bajos costos.

Con relación a la política de inventarios del producto final electricidad, sobran comentarios, dada su no factibilidad de almacenamiento.

Los otros productos que requieren el establecimiento de una política de inventarios, dada la tipología de negocio, corresponde a piezas y partes (repuestos) para el mantenimiento. Tal como ya señalado,¹²⁶ se establece la siguiente política de inventarios. Con la adquisición de las instalaciones en los tres contratos EPC, se incluirá un lote de repuestos mínimo, para mantenimiento rutinario y preventivo menor considerando un horizonte de dos años de operación, pero fundamentalmente considerando cualquier imprevisto que pueda presentarse en las pruebas y en el arranque comercial de las instalaciones. Con relación a los repuestos requeridos para la ejecución del mantenimiento correctivo y *overhaul* en las oportunidades programadas, los contratos EPC establecen condiciones para que los proveedores realicen tal tipo de mantenimiento y, por lo tanto, mantengan ellos el inventario suficiente de repuestos a lo largo de todo el horizonte de operación de la planta.

3.4 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA PLANTA

Por el avance técnico que se ha logrado en el diseño y fabricación de plantas de generación eléctrica, se puede señalar como comentario general, que la planta CTP es del tipo compacto, que no requiere de gran infraestructura para alojarla y que el proceso de montaje es relativamente rápido, dadas las características modulares en que se suministra.

3.4.1 Infraestructura

La planta CTP se encuentra, básicamente, instalada al aire libre, contando con muy pocas edificaciones. La infraestructura de la planta se aloja en zonas denominadas módulos, que se instalan sobre la base de fundamentos diseñados acorde a los requerimientos de peso, vibraciones, protección y mitigación de impacto ambiental. Las instalaciones son las siguientes:

- Módulo de turbinas a gas
- Módulo de turbina a vapor
- Módulo de planta de tratamiento y almacenamiento de agua
- Módulo de sistema de recepción de gas natural
- Módulo de subestación eléctrica
- Edificación para equipos auxiliares y centro de control de operaciones
- Edificación de oficinas, almacén, taller de mantenimiento menor y vestuarios.

¹²⁶ Véase también la Nota a Pié de página 122 del tema 3.3 PROCESO PRODUCTIVO, en el Acápito 3.3.3 Tareas operativas.

3.4.2 Conexión con Gaseoducto

La ruta del gasoducto principal, -que corre desde la planta Malvinas en Camisea hasta el *City Gate* en Lurín, operado por Transportadora de Gas del Perú (TGP)-, bordea las zonas urbanas y las tierras de cultivo. La zona de ubicación de la válvula de conexión entre el gaseoducto principal y secundario, se encuentra en una zona desértica, al norte de la carretera de penetración a Ayacucho. Esto facilita el tendido del gasoducto secundario de conexión a la planta CTP paralelo y por la parte norte de la carretera señalada, que es una zona desértica. El gaseoducto secundario en todo su recorrido es totalmente enterrado. La operación y mantenimiento del gaseoducto secundario se tercerizará posiblemente con TGP.

3.4.3 Conexión de transmisión con SEIN y con Clientes

Por economía de escala, consideraciones operativas y por obligaciones contractuales con los clientes directos, la línea de transmisión de conexión con la red nacional SEIN y la línea de conexión con los clientes directos se realizará en la primera etapa de implantación del proyecto CTP.

La conexión de la planta CTP con SEIN es con un enlace en 220kV que une la subestación (SE) de salida de CTP con SE Independencia. Para esto se requiere instalar una bahía adicional en SE Independencia.¹²⁷ La instalación de la bahía adicional en SE Independencia no acarrea ningún problema de espacio, ni de compatibilidad técnica.

La conexión de la planta CTP con el punto neurálgico de atención a los clientes directos, es con un enlace en 60kV que la une con SE de clientes en la zona de Pisco. En la zona de los clientes se instalará la SE clientes Pisco reductora de la tensión de 60kV a la tensión de distribución con todo el equipamiento necesario.

La SE elevadora¹²⁸ en la planta CTP constituye el acople de la media tensión (MT) de generación, con la alta tensión (AT) del enlace a los clientes directos y la muy alta tensión (MAT) de conexión con la red de SEIN. Esta SE está ubicada en un módulo al aire libre. Todas las subestaciones cuentan adicionalmente con un sistema de comunicación que permite el protocolo SCADA.¹²⁹

La operación y mantenimiento de las líneas y SE se tercerizará posiblemente con REP.

3.4.4 Conexión con fuente de Agua

La planta de tratamiento y adecuación del agua para uso industrial y potable es alojada en el módulo correspondiente en la planta CTP. Aledaña a dicha planta se encuentra el tanque de almacenamiento. La planta de adecuación del agua se conecta con el pozo de abastecimiento por medio de una tubería que a lo largo del recorrido se encuentra enterrada. El pozo medianamente

¹²⁷ La bahía en la SE Independencia debe alojar el equipamiento de seccionamiento, interrupción, protección, mando y control.

¹²⁸ La SE elevadora de la planta incluye también el equipamiento de seccionamiento, interrupción, protección, mando y control.

¹²⁹ Para mayor detalle sobre SCADA, véase Nota a pie de Página 115, del tema 3.3 PROCESO PRODUCTIVO, en el Acápite 3.3.1 Tareas pre-operativas.

profundo de abastecimiento y la estación de bombeo se ubican sobre la margen derecha del río Pisco, entre la carretera de penetración a Ayacucho y el lecho del río. El pozo no requiere mayor profundidad, dado que la napa freática es relativamente alta.

3.4.5 Maquinaria

La central CTP, termoeléctrica de ciclo combinado a gas natural, cuenta con el siguiente equipamiento principal:

- Dos turbinas a gas, dado que cada una de las etapas de implantación I y II cuenta con un grupo turbogenerador. Las turbinas están equipadas con quemadores a gas natural, sistemas secos de NO_x, tienen su propio generador eléctrico instalado en un eje común.
- Para la etapa III de ciclo combinado, se tiene una caldera de recuperación de calor y una chimenea de escape.
- Una turbina a vapor de condensación con su propio generador eléctrico, también instalado en un eje común.

El equipamiento secundario de la planta CTP es el señalado a continuación:

- Unidad de reducción catalítica selectiva (SCR) con sistema de solución líquida de amoníaco para reducir las emisiones de NO_x hacia la atmósfera.
- Un condensador de superficie, con circuito abierto de enfriamiento por agua.
- Dos bombas contra-incendio una de accionamiento eléctrico y la otra accionada por un motor Diesel 2 (D-2) de emergencia.
- Un tanque de almacenamiento de combustible de D-2 para una autonomía de 48 horas, en caso de emergencia.
- Un tanque de almacenamiento de amoníaco líquido.
- Un sistema de captación y tratamiento de aguas residuales.
- Un transformador de servicios auxiliares.
- Estación de recepción y medición del gas natural.
- Un edificio para talleres, almacén, vestuarios y oficinas.

3.4.6 Distribución de planta

Para establecer la disposición de planta se han considerado los siguientes aspectos:

- Accesibilidad y seguridad durante las labores de operación, de inspección y de mantenimiento.
 - Disposición adecuada de equipos para minimizar la longitud de tubería y cableado eléctrico y de control.
 - Utilización óptima del terreno.
 - Buen acceso para las acciones contra-incendio.
 - Distancias de seguridad, establecidas por normas locales e internacionales.
-

La **Ilustración 3.7** y **Ilustración 3.8** muestran la disposición o arreglo general de la planta CTP. La primera de las nombradas corresponde a la etapa I de implantación, la cual se duplicará para la etapa II. La segunda ilustración muestra el arreglo general de la planta CTP en su etapa III final.

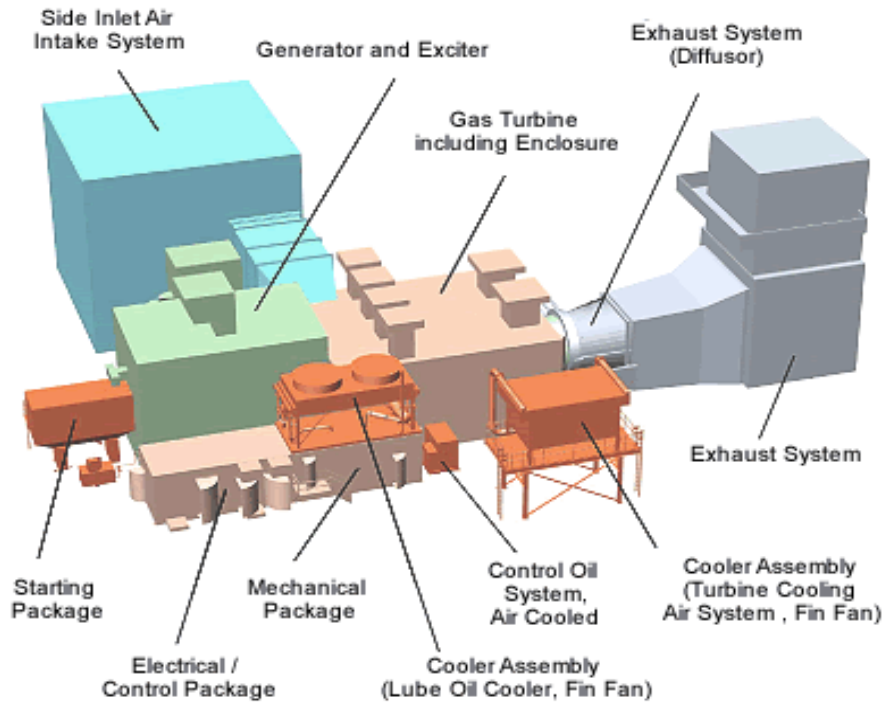


Ilustración 3.7: Componentes de Planta CTP – Etapa I y II Ciclo Simple
FUENTE: Siemens Westinghouse (2005)

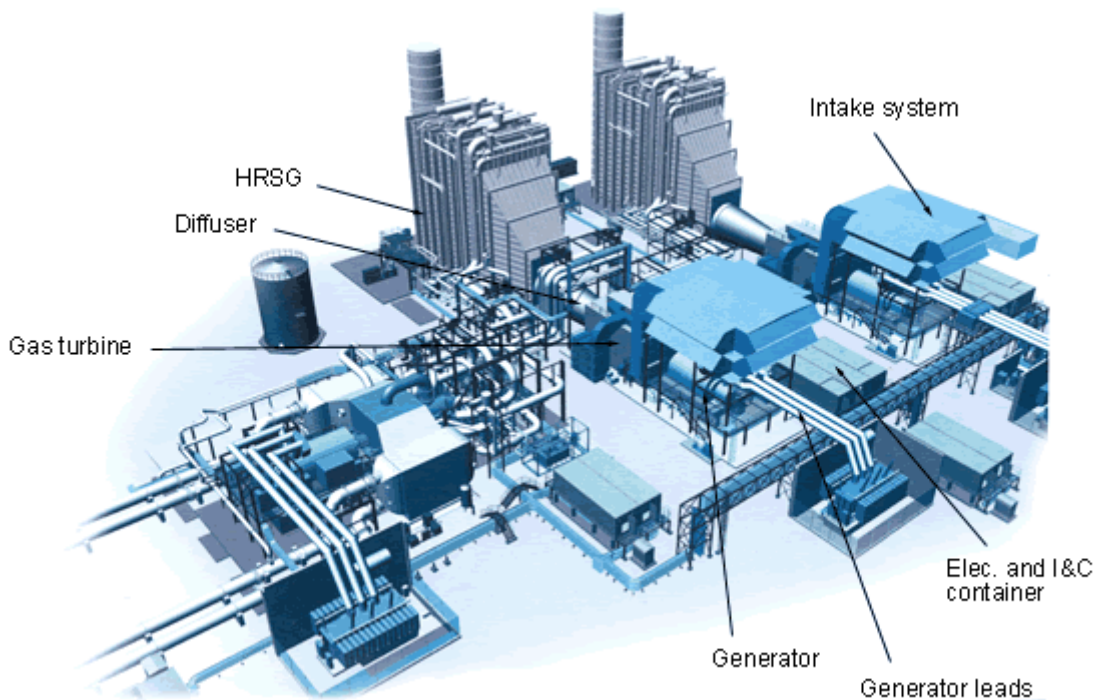


Ilustración 3.8: Componentes de Planta CTP – Etapa III Ciclo Combinado
FUENTE: Siemens Westinghouse (2005)

3.5 REQUERIMIENTOS DEL PROCESO

3.5.1 Materias primas

Como señalado anteriormente, el requerimiento del proceso productivo es básicamente el gas natural y solamente para la etapa de operación en ciclo combinado, agua. Considerando la información que los fabricantes de turbinas a gas (TG) y turbinas a vapor (TV) suministran sobre los equipos para el ciclo combinado¹³⁰ y la eficiencia térmica de las unidades de generación,¹³¹ y asumiendo una operación de la planta según la programación de despacho realizada por COES,¹³² el requerimiento total anual de gas natural en la etapa I, II y III de la planta es de 36,20 M*m³; 72,40 M* m³ y 72,16 M*m³, respectivamente.¹³³ Con relación al insumo agua, el consumo es relativamente bajo, debido a que el sistema es en circuito cerrado, con purgas esporádicas y por ende adiciones (*make-up*). Así, el agua utilizada, considerando el consumo operativo y aquel por servicios adicionales no-operativos, no sobrepasa un promedio de 2,5l/s a 3,0l/s.

3.5.2 Materiales

Por el tipo de proceso que se realiza, el requerimiento de materiales se puede considerar como bajo en número y de poca incidencia económica. Para fines del análisis, estos requerimientos se dividen en materiales para el proceso y otros. Los materiales de proceso, son aquellos para el mantenimiento de las instalaciones de operación, como lubricantes y repuestos. Los otros materiales requeridos, son para el mantenimiento de las instalaciones de infraestructura, relacionados a conservación y limpieza, como pintura y otros.

3.5.3 Mano de obra

I Demanda de Mano de Obra durante la Construcción

El tipo de mano de obra especializada que se requiere durante la construcción esta conformado por: caldereros, carpinteros, albañiles, electricistas, operadores de equipos, instaladores de equipos contra-incendio, obreros, pintores, operadores de grúas, tuberos, gasfiteros, etc. Los profesionales requeridos conforman el equipo de dirección de la construcción y el equipo administrativo. Todos ellos serán contratados por los responsables de los contratos EPC. Durante el periodo de construcción se requerirá profesionales que representen los intereses del propietario, para confirmar el avance de las actividades. Esta actividad también será tercerizada.

¹³⁰ Véase la Nota a Pié de Página 104, del tema 3.1 TAMAÑO DE PLANTA, en el Acápite 3.1.4 Elección del Tamaño de Planta

¹³¹ Véase Acápite 3.1.4 Elección del Tamaño de Planta y Notas a Pié de página 95 y 96 en el Acápite 3.1.3 Método de Producción, para la eficiencia de las turbinas a gas y a vapor, ambos Acápites pertenecen al tema 3.1 TAMAÑO DE PLANTA.

¹³² Véase el tema 3.3 PROCESO PRODUCTIVO, en el Acápite 3.3.5 Programa de producción, anterior.

¹³³ Los datos considerados para el cálculo son: Unidad de turbina a gas de serie 10, 10MW de potencia instalada, con una eficiencia térmica de 31,36%, un consumo específico de 11 481kJ/kWh, que arroja una demanda por gas natural de 946,97 TJ/año. Planta en ciclo combinado con dos TG y una TV todas de serie 10, con una eficiencia térmica total de 48,57%, un consumo específico de 7629kJ/kWh, que arroja una demanda por gas natural de 1887,7 TJ/año.

II Demanda de Mano de obra durante la Operación

La operación de la central CTP y la administración de la empresa durante su explotación, requiere una cantidad de personal diferente, según se trate de la etapa de implantación. El turno laboral es de 8 horas por día y 365 días al año. En esa medida, el personal de operación y mantenimiento de la empresa laborarán en tres turnos por día en forma rotativa mensual, mientras que el requerimiento laboral para el personal de administración y finanzas y comercial es de un turno día y cinco días semana. El total de personal, de gerente a operador, durante la etapa I, II y III de implantación de la planta CTP, es de 11, 13 y 17, respectivamente. El tipo y cantidad de personal propio de la empresa requerido por cada etapa operativa se observa en el **Cuadro 3.2**.

Cuadro 3.2: Requerimientos de personal durante operación

Puesto	Etapa de Operación		
	Etapa I	Etapa II	Etapa III
1 Gerente	1	1	1
2 Jefe Operación	1	1	1
3 Jefe Administración y Fianzas	1	1	1
4 Jefe Comercial	1	1	1
5 Ing. Operaciones	1	1	1
6 Supervisor Operación	4	5	7
7 Mantenimiento	2	3	4
8 Asist. Adm Comercial	0	0	1
TOTAL	11	13	17

3.5.4 Servicios

Todos los servicios a continuación detallados serán tercerizados a empresas especializadas:

- Mantenimiento preventivo, correctivo y mayor (*overhaul*), ejecutado por las empresas EPC que proveyeron el equipamiento básico sobre la base de los contratos.¹³⁴
- Seguridad de y para las instalaciones.¹³⁵
- Asesoría Legal.
- Asesoría Contable y Auditora.
- Servicios bancarios y logísticos.
- Limpieza y mantenimiento de edificaciones e instalaciones.
- Transporte del personal.
- Servicios de correo, courier y otros.

¹³⁴ Se resalta que el mantenimiento operativo lo ejecuta el personal de la empresa.

¹³⁵ Se utiliza la acepción de seguridad en el sentido de *security*. La seguridad en la acepción de *safety* será ejecutado por el personal de la empresa.

3.6 CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN

Por la característica de implementación del proyecto CTP, el cronograma presentado en el **Cuadro 3.3** resulta relativamente extenso. Para su elaboración se ha considerado el siguiente conjunto de principios y supuestos, establecidos a lo largo del análisis del presente capítulo:

- Implementación de la termoeléctrica en tres etapas.
- Implementación de cada etapa y de las instalaciones involucradas por contratos del tipo EPC.
- Tercerización de la gran parte de actividades pre-operativas.
- Las actividades o tareas son aquellas referenciadas en el proceso productivo.¹³⁶

Al observar el cronograma del proyecto CTP presentado, se pueden definir los siguientes intervalos de tiempo para las actividades de implementación.

- Etapa I de implementación: Entre los años -2 a 0 (2004 a 2006); total 36 meses.
- Etapa II de implementación: Entre los años 1 y 2 (2007 - 2008); total 16 meses.
- Etapa III de implementación: Entre los años 4 y 5 (2010 - 2011); total 24 meses.

A manera de complementar la información concerniente a la implementación del proyecto, se presenta la separación por etapas de la operación de la termoeléctrica.

- Etapa I de operación: Entre los años 1 a 2 (2007 y 2008); total 24 meses.
- Etapa II de operación: Entre los años 3 y 5 (2009 a 2011); total 36 meses.
- Etapa III de operación: Del año 6 en adelante (2012 en adelante).

3.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA

3.7.1 Consideraciones técnicas

La factibilidad técnica está determinada por la posibilidad física que se tiene para diseñar, construir, arrancar, operar y, por último proceder a cerrar una planta. La experiencia, tanto en el ámbito nacional, como en el internacional,¹³⁷ muestra que una planta de la magnitud y características físicas como la elegida, es una tecnología probada y comprobada.

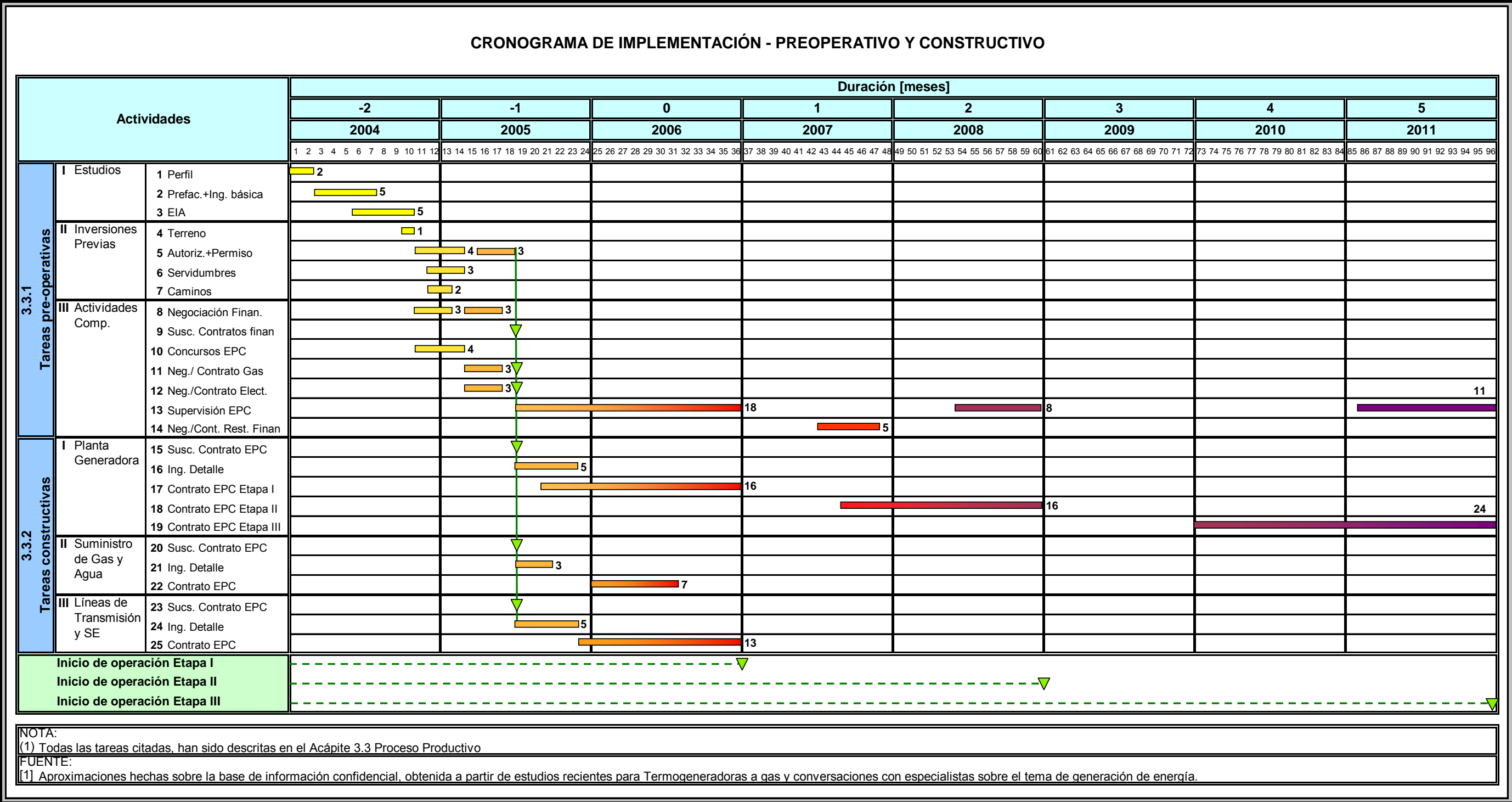
¹³⁶

Véase el tema 3.3 PROCESO PRODUCTIVO, Acápites 3.3.1 Tareas pre-operativas y 3.3.2 Tareas constructivas.

¹³⁷

La instalación y operación de las primeras turbinas a gas y turbinas a vapor datan de la primera década del siglo XX.

Cuadro 3.3: Cronograma de Implantación – Pre-operativo y Constructivo



Es más, la tendencia en el ámbito nacional ¹³⁸ ¹³⁹ e internacional, muestra que la instalación de plantas de generación utilizando como energético primario el gas natural y con la tecnología de ciclo combinado, se trata de una que no acarrea ningún riesgo técnico y presenta características ambientales y económicas como ninguna otra para la generación de electricidad.

3.7.2 Costos Técnicos

En este Acápite se muestran los costos relacionados con el aspecto técnico del proyecto CTP. A manera de lograr una mejor visualización de los costos en los que se incurre, se han separado aquellos derivados de la implementación y aquellos relacionados con la operación. Todos los costos presentados corresponden a los valores de mercado vigentes a inicios del año 2005.

3.7.2.1 Costos de Implementación

Dentro de los costos de implementación de la termoeléctrica CTP se han diferenciado dos grandes rubros. El primer gran rubro de los costos incurridos en la implementación, corresponde a la fase pre-operativa y se muestran en el **Cuadro 3.4**. El segundo gran grupo de costos de implementación, pertenece a la fase de construcción, también llamada fase de inversión del proyecto. Estos costos se observan en detalle en el **Cuadro 3.6**, **Cuadro 3.7** y **Cuadro 3.8**, presentándose de forma ampliada en el **Cuadro 3.5**. Para facilitar el análisis, se sigue manteniendo relación con las tareas señaladas en los acápite predecesores.¹⁴⁰ El resumen de los costos totales de implantación, considerando los gastos por cada una de las fases (Pre-Operativa y Construcción) y por cada una de las etapas (I; II y III) se muestra en el **Cuadro 3.9**.

3.7.2.2 Costos de Operación

Al igual que en el caso de los costos de implementación, en el caso de los costos incurridos en la fase de operación de la planta CTP, se hace una subdivisión de estos costos en dos grupos. Por un lado, se tienen aquellos relacionados con los costos administrativos, de personal y contrataciones tercerizadas, que son considerados fijos. Éstos son expuestos en el **Cuadro 3.10**. Por otro lado, en el **Cuadro 3.11** se observan los costos variables, que se refieren, básicamente, al consumo de gas y agua de la central. Todos los costos, como ya dicho, mantienen relación con las tareas descritas previamente.¹⁴¹ Finalmente, se presenta en el **Cuadro 3.12** los costos totales de operación de la central CTP, por su puesto, diferenciando las tres etapas de implantación.

¹³⁸ La principal instalación de generación de electricidad en el extremo norte del país, aprox. desde inicios de los 50 del siglo pasado, fue la planta TG a gas natural de Malacas, que operó hasta inicios de la década de los 90. Posteriormente, a mediados de la década de los 90 del siglo pasado, se instalaron las plantas operadas con gas natural y en ciclo simple de Aguaytía (perteneciente a empresa Termoselva del grupo Duke de USA) en la selva central del país, y de Talara (perteneciente a Eepsa del grupo Endesa de España), en reemplazo de aquella de Malacas. Con la llegada del gas natural a la costa central del país procedente de Camisea, en los años 2004 y 2005, en la zona de Lima se reconvirtieron para utilizar dicho gas, las plantas de Etevensa en Ventanilla y de Edegel en Santa Rosa. Para fines del año 2006 se tiene programado que la central de Ventanilla inicie su operación parcialmente en ciclo combinado.

¹³⁹ La tendencia en el ámbito nacional se observa en los resultados del Plan Referencial de Electricidad elaborado por MEM. Véase CAPITULO 2: ESTUDIO DE MERCADO, tema 2.3 ANÁLISIS DE OFERTA, Acápite 2.3.3 Oferta Proyectada 2.3.3.

¹⁴⁰ Véase tema 3.3 PROCESO PRODUCTIVO, Acápite 3.3.1 Tareas pre-operativas y 3.3.2 Tareas constructivas.

¹⁴¹ Véase tema 3.3 PROCESO PRODUCTIVO, Acápite 3.3.3 Tareas operativas.

Cuadro 3.4: Costos de Implementación - Tareas Preoperativas

Actividades		Comentarios	Monto de Inversión [US\$]	SUB TOT [US\$]
I Estudios	1 Perfil	Costo asumido por precio vigente en el mercado	40 000	260 000
	2 Prefac.+Ing. básica	Costo asumido por precio vigente en el mercado	140 000	
	3 EIA	Costo asumido por precio vigente en el mercado	80 000	
II Inversiones Previas	4 Terreno	Costo asumido por precio vigente en el mercado 5 ha @ 2.5 kUS\$/ha (ver Acápite 3.2.3 Cap. 3)	7 500	208 845
	5 Autoriz.+Permiso	Costo asumido por precio vigente en el mercado Dato establecido en el Estudio Legal (ver Cuadro 5.10 Cap. 5)	111 345	
Tareas pre-operativas 3.3.1	6 Servidumbres	Costo asumido por precio vigente en el mercado Incluye línea de Gas, línea eléctrica y tubería de agua. 2m x 10 km @ 2,04 US\$/m2 (ver Cuadro A-5.5 Cap. Anexos)	80 000	918 845
	7 Caminos	Costo asumido por precio vigente en el mercado 1 km de camino @ 10 kUS\$/km	10 000	
III Actividades Complementarias	8 Negociación Finan.	Costo asumido por precio vigente en el mercado	85 000	450 000
	9 Susc. Contratos finan	Se trata de un hito	0	
	10 Concursos EPC	Costo incluido en los contratos EPC	0	
	11 Negociación/ Contrato Gas	Suministro de gas con Camisea, costo mínimo	0	
	12 Neg./Contrato Elect.	Cientes ML y distribuidoras, costo mínimo	0	
	13 Supervisión EPC	Costo asumido por precio vigente en el mercado	65 000	
	14 Neg./Contrato Reest. Finan	Costo tercerizado con una empresa supervisora	50 000	
	15 Reserva EIA	Dato establecido en el Estudio Ambiental (ver Cuadro 4.4 Cap. 4)	250 000	

FUENTE:

[*] Aproximaciones hechas sobre la base de información confidencial, obtenida a partir de estudios recientes para Termogeneradoras a gas y conversaciones con especialistas sobre el tema de generación de energía.

Cuadro 3.4: Costos de Implementación - Tareas Preoperativas

Cuadro 3.5: Costos de Implementación - Tareas Constructivas

Actividades		Comentarios	Monto de Inversión [US\$]	SUB TOT [US\$]
I Planta Generadora	16 Susc. Contrato EPC	Se trata de un hito		13 158 000
	17 Ing. Detalle	El contrato EPC incluye el costo de Ing. Detalle		
	18 Contrato EPC Etapa I	Costo asumido por precio vigente en el mercado Para mayor detalle ver Cuadro 3.5 Cap. 3	3 060 000	
	19 Contrato EPC Etapa II	Costo asumido por precio vigente en el mercado Para mayor detalle ver Cuadro 3.5 Cap. 3	3 060 000	
	20 Contrato EPC Etapa III	Costo asumido por precio vigente en el mercado Para mayor detalle ver Cuadro 3.5 Cap. 3	7 038 000	
II Suministro de Gas y Agua	21 Susc. Contrato EPC	Se trata de un hito		345 000
	22 Ing. Detalle	El contrato EPC incluye el costo de Ing. Detalle		
	23 Contrato EPC	Costo asumido por precio vigente en el mercado Para mayor detalle ver Cuadro 3.6 Cap. 3	345 000	
III Líneas de Transmisión y SE	24 Susc. Contrato EPC	Se trata de un hito		2 337 500
	25 Ing. Detalle	El contrato EPC incluye el costo de Ing. Detalle		
	26 Contrato EPC	Costo asumido por precio vigente en el mercado Para mayor detalle ver Cuadro 3.7 Cap. 3	2 337 500	
Tareas constructivas				15 840 500
3.3.2				

NOTA:
(1) Para detalle de cálculo, véase Cuadros 3.5, 3.6 y 3.7

FUENTE:
[1] Aproximaciones hechas sobre la base de información confidencial, obtenida a partir de estudios recientes para Termogeneradoras a gas y conversaciones con especialistas sobre el tema de generación de energía.

Cuadro 3.5: Costos de Implementación - Tareas Constructivas

Cuadro 3.6: Costos Detalle -Planta Generadora

COSTOS DETALLE - PLANTA GENERADORA			
Detalle			
Rubro		Magnitud	Unidad
Repuestos Inicio de Etapa	Las tres etapas	2	%
Costo de implantación (1)	Unidad CS	300 000	US\$/MW
	Unidad CC	690 000	US\$/MW
Capacidad Instalada	Etapa I CS	10	MW
	Etapa II CS	10	MW
	Etapa III CC	10	MW
Costos Finales [US\$]			
Rubro	Repuestos	Implantación	Subtotal
Contrato EPC Etapa I	60 000	3 000 000	3 060 000
Contrato EPC Etapa II	60 000	3 000 000	3 060 000
Contrato EPC Etapa III	138 000	6 900 000	7 038 000
TOTAL Contrato EPC			13 158 000
NOTA:			
(1) Incluye los costos de Ingeniería, Logística, Suministro, Montaje y Pruebas de Puesta en Marcha [EPC]			
FUENTE:			
[1] Aproximaciones hechas sobre la base de información confidencial, obtenida a partir de estudios recientes para Termogeneradoras a gas y conversaciones con especialistas sobre el tema de generación de energía.			

Cuadro 3.7: Costos Detalle –Suministro de Gas y Agua

COSTOS DETALLE - SUMINISTRO DE GAS Y AGUA			
Detalle			
Rubro		Magnitud	Unidad
Suministro de Agua	Costo Unit.	15 000	US\$/km
	Distancia	2	km
Telecomunicaciones		25 000	US\$
Suministro de Gas Natural	Costo Unit.	15 000	US\$/km
	Distancia	10	km
Costos Finales [US\$]			
Rubro		Magnitud	
Suministro de Agua			
Ducto		30 000	
Pozo		25 000	
Planta		30 000	
Tanques de almacenamiento		15 000	
Telecomunicaciones		25 000	
Suministro de Gas Natural			
Ducto		150 000	
Conexión		20 000	
Planta		50 000	
TOTAL Contrato EPC			345 000
FUENTE:			
[1] Aproximaciones hechas sobre la base de información confidencial, obtenida a partir de estudios recientes para Termogeneradoras a gas y conversaciones con especialistas sobre el tema de generación de energía.			

Cuadro 3.8: Costos Detalle - Líneas De Transmisión y Subestaciones (SE)

COSTOS DETALLE - LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SE			
Detalle			
Rubro		Magnitud	Unidad
SE Planta	U: MT/220/60kV P: 30/25/10MVA	1 750 000	US\$
Línea de Transmisión 220kV	Costo Unit.	3	km
	Distancia	95 000	US\$/km
SE Independencia 220/200kV	1 Celda de llegada sin transformador	300 000	US\$
	Adecuaciones a existente	50 000	US\$
Costos Finales [US\$]			
Rubro		Magnitud	
SE Planta		1 750 000	
Líneas de Transmisión		237 500	
SE Independencia		350 000	
TOTAL Contrato EPC		2 337 500	
NOTA:			
(1) El Costo de la SE Planta representa la inversión para la SE elevadora y la SE de bajada que será necesaria para los clientes libres. No se cotiza por separado la SE de bajada, ya que todavía no se sabe la tensión final para la venta.			
FUENTE:			
[1] Aproximaciones hechas sobre la base de información confidencial, obtenida a partir de estudios recientes para Termogeneradoras a gas y conversaciones con especialistas sobre el tema de generación de energía.			

Cuadro 3.9: Costos Totales de Implementación

COSTOS TOTALES DE IMPLEMENTACIÓN		
Acápite	Actividades	Monto [US\$]
3.3.1	Tareas Preoperativas	918 845
3.3.2	Tareas Constructivas	15 840 500
TOTAL		16 759 345
FUENTE:		
[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros 3.4 y 3.5 del Capítulo 3		

Cuadro 3.10: Costos Operativos Fijos Anuales

COSTOS OPERATIVOS FIJOS ANUALES						
RUBRO	ETAPA I		ETAPA II		ETAPA III	
	Monto	Ratio	Monto	Ratio	Monto	Ratio
	[US\$/año]	[%]	[US\$/año]	[%]	[US\$/año]	[%]
(2) Personal	318 710	78	357 280	68	438 480	66
(3) Personal Tercerizado	36 000	9	48 000	9	64 800	10
(4) Otros Administrativos	55 454	14	117 780	23	164 395	25
COSTO FIJO TOTAL	410 164	100	523 060	100	667 675	100

NOTA:

(1) Datos presentados son el promedio de las Etapas I, II y III de implantación

(2) Para detalle del rubro **Gastos de Personal**, véase Cuadro 6.1 del Cap. 6. Para el cálculo del costo anual del personal, se considera 14 sueldos al año y un sobrecosto de 45% sobre los salarios pagados.

(3) El rubro **Personal Tercerizado** considera el gasto realizado en el outsourcing de las tareas "Mantenimiento Especializado, Limpieza y Seguridad"

(4) El rubro **Otros Gastos Adm.** incluye las siguientes tareas presentadas dentro de Actividades Operativas en el Acápite 3.3.3 Cap 3:

5 Balance y liquidación MI	9 Búsqueda de nuevos clientes
6 Facturación y cobranza	10 Balances del despacho de electricidad
7 Balance, liquidación y pago de gas	

FUENTE:

[1] Aproximaciones hechas sobre la base de pesquisas en el sector energía

[2] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros 6.1 del Capítulo 6

Cuadro 3.11: Costos Operativos Variables Anuales

COSTOS OPERATIVOS VARIABLES ANUALES						
RUBRO	ETAPA I		ETAPA II		ETAPA III	
	Monto	Ratio	Monto	Ratio	Monto	Ratio
	[US\$/año]	[%]	[US\$/año]	[%]	[US\$/año]	[%]
(2) Gas Natural	1 615 590	92	3 231 180	93	3 220 627	90
(3) Agua	80 000	5	100 000	3	120 000	3
(4) Mantenimiento Mayor	0	0	40 000	1	103 200	3
Repuestos Operativos	1 125	0	3 750	0	9 330	0
(5) Otros Operativos	60 000	3	90 000	3	120 000	3
COSTO VARIABLE TOTAL	1 756 715	100	3 464 930	100	3 573 157	100

NOTA:

(1) Datos presentados son el promedio de las Etapas I, II y III de implantación

(2) El rubro Gas Natural representa la tarea 1 descrita como "Recepción y purificación de gas" dentro de Actividades Operativas en el Acápite 3.3.3 Cap. 3

(3) El rubro Agua representa la tarea 2 descrita como "Recepción, tratamiento y almacenamiento de agua" dentro de Actividades Operativas en el Acápite 3.3.3 Cap. 3

(4) El rubro Mantenimiento Mayor representa la tarea 8 descrita como "Mantenimiento correctivo y overhaul" dentro de Actividades Operativas en el Acápite 3.3.3 Cap. 3

(5) El rubro Otros Operativos considera, dentro de variadas actividades menores, a la tarea 4 "Lubricación, inspección y mantenimiento rutinario" descrita en Actividades Operativas en el Acápite 3.3.3 Cap. 3

FUENTE:

[1] Aproximaciones hechas sobre la base de pesquisas en el sector energía

[2] Aproximaciones hechas sobre la base de información referente al funcionamiento y los consumos de los grupos generadores (véase eficiencias presentadas en Acápite 3.1.4)

Cuadro 3.12: Costos Operativos Totales Anuales

COSTOS OPERATIVOS TOTALES ANUALES						
RUBRO	ETAPA I		ETAPA II		ETAPA III	
	Monto	Ratio	Monto	Ratio	Monto	Ratio
	[US\$/año]	[%]	[US\$/año]	[%]	[US\$/año]	[%]
COSTO ANUAL						
Costo Fijo	410 164	19	523 060	13	667 675	16
Costo Variable	1 756 715	81	3 464 930	87	3 573 157	84
Gas Natural	1 615 590	75	3 231 180	81	3 220 627	76
COSTO TOTAL	2 166 879	100	3 987 990	100	4 240 832	100
COSTO POR ENERGÍA PRODUCIDA						
RUBRO	[US\$/MWh]	[%]	[US\$/MWh]	[%]	[US\$/MWh]	[%]
Costo Fijo	4,97	19	3,17	13	2,70	16
Costo Variable	21,30	81	21,00	87	14,44	84
Gas Natural	19,59	75	19,59	81	13,02	76
COSTO TOTAL	26,27	528	24,18	100	17,14	100

NOTA:

(1) Datos presentados son el promedio de las Etapas I, II y III de implantación

(2) Se presenta el costo del gas natural a modo comparativo

FUENTE:

[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros 3.10 y 3.11 Cap. 3

CAPITULO 4: ESTUDIO SOCIAL Y AMBIENTAL

4.1 ASPECTOS GENERALES

En el presente capítulo, teniendo en cuenta los requerimientos normativos ambientales vigentes en el sector electricidad,¹⁴² se desarrolla el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la Central Térmica Propuesta (CTP), en concordancia con las condiciones técnicas detalladas en el Estudio Técnico. Para este fin, ha servido de base el estudio preparado por una empresa consultora especializada, debidamente registrada ante la autoridad, para un proyecto similar en una zona cercana y bastante similar a la considerada para el emplazamiento de la generadora.¹⁴³

A fin de poder analizar el área de influencia del emplazamiento de la generadora, se hace una diferenciación entre el área de influencia directa¹⁴⁴ y el área de influencia indirecta, de manera que se haga una investigación más detallada y veraz.¹⁴⁵ El área de influencia directa del proyecto esta compuesta por las siguientes partes:

- La zona del emplazamiento de la central y una franja perimétrica adicional de 200m
- El área de servidumbre del conducto secundario de gas natural que conecta al gaseoducto principal con la planta de generación (*Plant Gate*)
- El área de servidumbre de la línea de transmisión que conecta la planta de generación con SEIN y la subestación de entrega a los clientes directos de CTP
- El área de servidumbre de las tuberías de succión, impulsión y descarga de agua.

¹⁴² La principal normativa aplicable es la siguiente:

- Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), aprobada por Decreto Ley 25844 y publicada en noviembre de 1992, Artículo 25, Inciso h) y último párrafo del Artículo 38.
- Reglamento a la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM y publicado en febrero de 1993.
- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo 046-93-EM y publicado en 1993.
- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo 029-94-EM y publicado en junio de 1994.
- Niveles Máximos Permisibles para Efluentes Líquidos Producto de las Actividades de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica, aprobado por Resolución Directoral 008-97-EM/DGAA y publicado en marzo de 1997.
- Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub-Sector Electricidad, aprobado por Resolución Ministerial 263-2001-EM y publicado en junio de 2001.
- Plan Ambiental Complementario, aprobado por Decreto Supremo 028-2003-EM y publicado en agosto de 2003.

¹⁴³ Datos tomados en Julio de 2004 de documento público. CESEL S.A (2004). *Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de una Central Termoeléctrica con Gas de Camisea Resumen Ejecutivo: Central Térmica Alternativa II El Zorro*. MEM-DGAAE. Portal de Internet. La autoridad que registra a los consultores hábiles para la ejecución de EIA es la dirección de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

¹⁴⁴ Se define como área de influencia directa al espacio físico que será ocupado en forma permanente o temporal durante la construcción y operación de toda la infraestructura requerida en la central térmica, así como al espacio ocupado por las facilidades auxiliares del proyecto. También son considerados los espacios colindantes donde un componente ambiental puede ser persistente o significativamente afectado por las actividades desarrolladas durante la fase de construcción y/u operación del proyecto CTP.

¹⁴⁵ El área de influencia indirecta del proyecto es definida como el espacio físico en el que se afecta por lo menos un componente ambiental, así sea en una intensidad mínima.

El área de influencia indirecta, basándose en el análisis territorial y las características operativas de la central, se puede definir como las localidades comprendidas en la provincia de Pisco, específicamente las siguientes:

- Letrado - Humay - Túpac Amaru - Independencia - Pisco

Estos distritos son los que están ubicados a lo largo de la cuenca del río Pisco. No se considera otros distritos, debido a que la propia geografía del valle dificulta la posibilidad de expansión de cualquier impacto ambiental.

4.2 DETERMINACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

El impacto ambiental es el efecto del proyecto, ya sea positivo o negativo, sobre el ambiente natural, social, económico y humano, incluyendo los restos arqueológicos. Para poder identificar los impactos a causar, es necesario hacer un análisis de la interacción entre los componentes del proyecto y los factores del ambiente. Aquellas alteraciones producto del proyecto, tendrán que ser clasificadas por magnitud, para así poder crear los planes de contingencia respectivos. A fin de realizar la investigación, se ha dividido el análisis en las fases construcción y operación.

4.2.1 Impactos Ambientales - Fase de Construcción

I Alteración de la calidad de Aire

La calidad del aire disminuirá de forma temporal y focalizada debido al ruido, los gases y el material en polvo que se producirán durante la etapa de construcción.

II Alteración de la calidad del Agua

Durante el proceso constructivo se podría producir cierto impacto a la calidad del agua. Por un lado, existe el riesgo latente pero remoto de modificar los cursos naturales del agua sub-superficial. Por otro lado, se podría alterar la calidad del agua superficial por el incremento de agentes contaminantes debido al movimiento de tierras, los vertidos inesperados de grasa, el arrojado de desechos y aguas servidas producidas por los campamentos.

III Alteración de la calidad del Suelo

El suelo es un recurso que será afectado por la construcción de las obras civiles, el campamento, el taller de maquinaria, los depósitos de materiales y los caminos de acceso. El uso de maquinaria pesada expone a los suelos a derrames de aceites y combustibles.

IV Alteración de la Fauna

Como en el caso de cualquier proyecto, todas las actividades constructivas tendrán un impacto en la fauna de la zona de influencia. Como consecuencia de las actividades se producirán cambios en el ecosistema. Sin embargo, es importante resaltar, que esta zona carece de casi cualquier forma de vida natural o es existente en mínima magnitud.

V Alteración del modo de vida

En los asentamientos humanos aledaños, habrá sin duda una alteración del modo de vida, ya que por la cercanía a la termoeléctrica CTP, sus actividades diarias agrícolas, pecuarias y parcialmente de pesca artesanal, serán alteradas en alguna forma.

VI Generación de empleo

Durante al fase de construcción, se generará una demanda de empleo de diversa índole. La mayor parte de los operarios y empleados de mando medio pueden ser de la zona, lo cual impactará favorablemente sobre el aspecto económico de la zona de influencia.

VII Deterioro de la infraestructura económica y productiva

Durante la construcción de la central habrá impactos que afecten la productividad de algunos campos agrícolas, actividades pecuarias, granjas avícolas y las actividades turísticas circundantes.

VIII Alteración del paisaje

Inicialmente se producirán alteraciones al paisaje circundante debido al talado de la vegetación natural, exclusivamente en la zona inicial del camino de acceso (de la carretera de penetración a Ayacucho a la planta CTP), así como la construcción de las vías de acceso, construcción del campamento, la entrada y salida de los equipos y materiales, etc.

4.2.2 Impactos Ambientales - Fase de Operación

I Emisiones de Gases

En general las plantas termoeléctricas son consideradas fuentes importantes de emisiones atmosféricas que pueden afectar la calidad del aire. La combustión que ocurre en las termoeléctricas que trabajan con gas natural, emite óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂). En el **Cuadro 4.1** se muestra los valores estándar de ciertos contaminantes y una aproximación de los valores que produciría la planta CTP en su operación diaria. Como se aprecia, los valores obtenidos por estimaciones hechas sobre la base de la operación de otras plantas similares, no sobrepasa el Estándar de Calidad del Aire.

Cuadro 4.1: Valores Estándares y Valores Máximos de Contaminantes

Valores Estándares y Valores Máximos de Contaminantes				
Contaminante	Período	Valor Estándar de Calidad del Aire - Perú (D.S. 074-2001-PCM)	Ambient Air Quality in Thermal Power Plants (World Bank Group)	Valor estimado máximo (Simulación)
	Unid.	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³
PM 10	Anual	50	50	0,00086
	24 horas	150	150	0,01062
Monóxido de Carbono CO	8 horas	10 000	-	0,02719
	1 hora	30 000	-	5,53003
Dióxido de Nitrógeno NO2	Anual	100	100	0,07510
	1 hora	200	150	6,09050

FUENTE:
[1] CESEL S.A (2004) - Estudio de Impacto Ambiental

II Ruidos

Los equipos de generación consideran sistemas de protección, de tal manera, que el nivel de ruido sea menor a 60db medido a 120m del equipo, cumpliendo así con el máximo permisible de 90db establecido por la legislación para zonas industriales pesadas (I4).¹⁴⁶

III Contaminación Térmica del Agua de Río

El agua de enfriamiento constituye el efluente más importante proveniente de las termoeléctricas. A pesar de lo esporádico de las purgas de agua correspondientes a un sistema de refrigeración de la clase a implantar en la central CTP, se debe considerar el efecto del calor residual sobre la temperatura del agua del río, ya que puede alterar el ecosistema en un área localizada. La legislación de Perú establece un diferencial de +2°C medido a una distancia de 150m del punto de descarga, como límite máximo permisible para efluentes afectados térmicamente vertidos en los ríos, lagunas y en el mar. La temperatura aproximada de descarga para el caso de la planta CTP, se muestra en el **Cuadro 4.2**. Como se aprecia, ésta descarga tiene un impacto muy focalizado, reducido y manejable.

Cuadro 4.2: Temperatura de Descarga de Agua en el Río

Temperatura de Descarga de Agua en el Río				
Condición	Temperatura	Temperatura Fluido Descargado		
	Normal Ambiente	Punto de Descarga	a 50m	a 150m
	°C	°C	°C	°C
Normal	17,00	20,28	19,50	17,30
El Niño	26,00	29,20	28,45	26,25

FUENTE:
[1] CESEL S.A (2004) - Estudio de Impacto Ambiental

IV Alteración de la Población Acuática

El área térmicamente afectada tendrá un diámetro de 150m como máximo, desde el foco del vertimiento hasta equiparar el rango de temperatura normal, por lo cual es de esperar que no sucedan cambios significativos en la composición de especies en el hábitat acuático, ya que la temperatura normal del efluente es de 20-28°C y es sabido que la temperatura media requerida para la vida en condiciones normales de las especies más frecuentes en la zona es de 25°C.

V Alteración del Paisaje

Los principales impactos visuales o paisajísticos de carácter permanente serán la estructura física de la central, incluyendo la chimenea de aproximadamente 20m de altura. También se producirá un importante impacto visual permanente al instalar las líneas de transmisión de la central para su conexión con SEIN y con la demanda, ya que tendrán un aspecto rígido y artificial en contraste con las formas y curvas y líneas que se muestran en el paisaje rural de la zona.

¹⁴⁶ Forma de clasificación dentro de la escala para máximo ruido permisible en cada tipo de zona.

VI Reducción de las tarifas eléctricas por inclusión de CTP

La construcción y operación de la central CTP tendrá un impacto positivo en la zona de influencia del proyecto, así como en el ámbito nacional, derivado del menor costo de operación de la planta, y por ende de un menor costo marginal del sistema, que se traslada al público consumidor, vía la tarificación realizada por la autoridad reguladora, OSINERG.

4.3 VULNERABILIDAD GENERAL

Derivado del análisis de determinación del impacto ambiental previsible, según se señala en el capítulo previo, se procede a realizar el análisis de vulnerabilidad, o riesgos, cuyos resultados en forma resumida se presentan en el **Cuadro 4.3**.

Cuadro 4.3: Vulnerabilidad – Riesgos Previsibles en Zona de CTP

Riesgos Previsibles en la Zona de Influencia del Proyecto	
Riesgos	Localización
Corto circuito	Se puede presentar en todas las áreas que cuentan con instalaciones de electricidad
Incendios	Sitios de almacenamiento y manipulación de combustibles
Movimientos sísmicos	Toda la planta. Generación de sismos de mayor o menor magnitud, que puedan generar desastres y poner en peligro la vida de los trabajadores
Inundaciones costeras y Tsunamis	Plantas ubicadas cercanas al litoral costero y a alturas próximas al nivel del mar.
Falla de estructuras	Estribos, cimentación.
Derramamiento de combustibles y químicos	Sitios de almacenamiento y manipulación de combustibles y químicos
Accidentes de trabajo	Se pueden presentar en todas las áreas de la planta

FUENTE:
[1] CESEL S.A (2004) - Estudio de Impacto Ambiental

El análisis de vulnerabilidad realizado es la base para proponer las medidas preventivas de atención de las contingencias ambientales, las que se abordarán en el acápite siguiente, considerando la determinación del grado de afectación en relación con los eventos de carácter técnico, accidental y/o humano. Para esto, se tuvo en cuenta la evaluación multidisciplinaria que constituye el estudio de los eventos que presentan riesgo durante la construcción y operación del proyecto.

4.4 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

El plan de manejo ambiental (PMA) se enmarca dentro de la política nacional de prevención, conservación y recuperación del ambiente en armonía con el desarrollo socioeconómico de los poblados influenciados por las obras e instalaciones proyectadas. Éste será aplicado durante la construcción y operación. En este plan se establecen medidas de protección, prevención, atenuación, restauración y compensación de los efectos perjudiciales sobre el ambiente.

4.4.1 Plan de Manejo Ambiental - Fase de Construcción

Muchos de los impactos que se presentan en los proyectos se deben a la falta de cuidado o de una planificación eficiente de las operaciones a realizar durante las etapas de ejecución de las obras. A continuación se presentan los subprogramas a tener en cuenta durante la fase constructiva:

- Subprograma de Manejo de Componentes Físico – Químicos
- Subprograma de Protección del Componente Biológico
- Subprograma de Manejo del Componente Socio – Económico
- Subprograma de Protección del Componente de Interés Humano
- Subprograma de Manejo de Residuos Líquidos
- Subprograma de Manejo de Residuos Sólidos

4.4.2 Programa de Manejo Ambiental - Fase de Operación

Durante la etapa de operación se aplican los mismos subprogramas de mitigación antes nombrados, complementando estos con los programas que se señalan a continuación.

- Reducción de las emisiones de NO_x¹⁴⁷
- Planta de Tratamiento de Aguas Servidas¹⁴⁸
- Manejo de Aceites y lixiviados¹⁴⁹
- Manejo de Ruidos y Vibraciones¹⁵⁰
- Manejo de Impactos Paisajísticos

¹⁴⁷ El gas natural de Camisea no contiene compuestos de azufre y por tal motivo no emite SO_x, sin embargo, si produce NO_x, que como se observa en el Cuadro 4.1 se encuentra dentro de los límites permitidos por la legislación de Perú y las recomendaciones del Banco Mundial. Dada la normativa de la banca de inversión que financia este tipo de proyectos, haciendo suya la normativa de algunos países desarrollados, es recomendable reducir los valores límite de estas emisiones contaminantes. Para atenuar las emisiones de NO_x se emplean convertidores catalíticos, que se instalan en las calderas de recuperación, así como un sistema de reducción de dichas emisiones con la inyección de una solución de amoníaco.

¹⁴⁸ Se instalará una planta de tratamiento con la modalidad de lodos activados fluidizados, mediante aireación extendida, transformándola en líquido cristalino sin olores. Este tipo de planta, que es del tipo compacto y de construcción de fibra de vidrio, evitará la contaminación de los cuerpos de agua superficial y sub-superficiales por aguas servidas.

¹⁴⁹ Se proveerá de contención secundaria a los sectores de almacenamiento de productos químicos, combustibles, etc., además que éstos sectores estarán aislados del contacto con el suelo a través de un muro y platea de cemento / hormigón, membrana de polietileno de grosor adecuado, arcilla compactada, etc. Este muro de contención estará aislado del suelo por medio una geo-membrana, que evita que los aceites y lixiviados entre en contacto con la napa freática.

¹⁵⁰ Las turbinas poseen un encapsulado reductor de sonidos y vibraciones. Sin embargo, para minimizar aún más el traslado de los ruidos por acción de los vientos hacia los centros poblados, se prevé la creación de cercos perimétricos constituidos por árboles y arbustos.

4.5 PROGRAMA DE MONITOREO

El programa de monitoreo (PM) permite garantizar el cumplimiento de las indicaciones y medidas, preventivas y correctivas a fin de lograr la conservación y uso sostenible de los recursos naturales y el ambiente durante la construcción y funcionamiento de la central CTP. Los objetivos básicos del programa de monitoreo del impacto ambiental son:

- Señalar los impactos detectados en EIA y comprobar que las medidas preventivas y/o correctivas propuestas se han realizado y son eficaces.
- Detectar los impactos no previstos en EIA y proponer las medidas correctivas adecuadas y velar por su ejecución y eficacia.
- Si bien no aplica directamente, se señala que hay que añadir información útil, para mejorar el conocimiento de las repercusiones ambientales de proyectos de construcción de obras de afianzamiento hídrico en áreas con características similares.
- Comprobar y verificar los impactos previstos.
- Conceder validez a los métodos de predicción aplicados.

4.5.1 Monitoreo - Fase de Construcción

Durante la fase de construcción de la planta CTP se debe monitorear los siguientes elementos a fin de corregir oportunamente alguna trasgresión al programa de manejo ambiental.

- El campamento debe ubicarse en una zona de mínimo riesgo de contaminación, ya que éste suele convertirse en foco constante de contaminantes.
- El movimiento de tierras, pueden afectar a la vegetación, la fauna y al personal de obra.
- La fase de acabado, entendiéndose por tal, todos aquellos trabajos que permitan dar por finalizada una determinada operación de obra.
- El vertido incontrolado, en muchos casos, de materiales diversos sobrantes. Estos deberán depositarse en los lugares previamente seleccionados para ello.

4.5.2 Monitoreo - Fase de Operación

Durante la etapa de operación, el monitoreo estará orientado a evaluar las emisiones generadas por la caldera de recuperación, la meteorología, la flora y fauna en el entorno de la central, los posibles conflictos sociales y de seguridad entre otros aspectos que se señalan a continuación:

- Monitoreo de variables meteorológicas
- Monitoreo de las emisiones
- Monitoreo de la calidad del aire
- Monitoreo calidad del agua del río
- Monitoreo del flujo de agua superficial
- Monitoreo de la napa freática.
- Monitoreo de flora y fauna
- Monitoreo de las zonas de riesgo

4.6 PROGRAMA DE CONTINGENCIAS

El programa de contingencias (PC), tiene por objeto establecer las acciones que se deben de ejecutar frente a la ocurrencia de eventos de carácter técnico o humano con el fin de proteger la

vida, los recursos naturales y los bienes en la zona, así como evitar retrasos y costos extraordinarios durante la ejecución de la obra. La aplicación de este programa adicionalmente tiene por finalidad lograr el control de cualquier situación de emergencia, en el menor tiempo posible y con la mayor coordinación y el menor riesgo del personal. Este debe contener los lineamientos administrativos y operativos bien definidos, de manera que todo el personal, previo conocimiento de éstas pautas, pueda desempeñarse eficientemente en cualquier emergencia que se presente. Cabe resaltar, que es obligación de cualquier empresa contar con un programa de contingencias, de manera que se trabaje conforme a la normativa vigente actualmente en el país.

4.6.1 Recomendaciones en Diseño para disminuir Riesgos

Para el diseño de obras o proyectos y específicamente para el diseño de la central CTP, desde una perspectiva ambiental, se deberá tener en cuenta las siguientes recomendaciones generales:

- El concepto de la mejor alternativa de ubicación en el medio físico, minimizando los impactos naturales.
- El uso de materiales de menor riesgo en su composición, anti-inflamables, poco peso, fácil transporte y de rápida aplicación.
- La fácil evacuación del personal y mantener aislados del personal los potenciales elementos o sustancias de carácter peligroso.
- El concepto de prevención de contingencias desde la etapa de construcción, hasta las operaciones y mantenimiento del mismo.

4.6.2 Obras Complementarias para disminuir Riesgos

Se deben proyectar obras complementarias que servirán en caso de ocurrencia de eventos catastróficos, como las siguientes:

- Se instalará en el gaseoducto secundario un sistema de fugas basado en caída de presión activando las denominadas válvulas de bloqueo (*Block Valves*).
 - En caso avenidas en la cuenca del río Pisco, debido a la fuerza propia de esto evento natural, se considera que la planta debe localizarse a distancia prudente del lecho del río y si fuera necesario en la margen derecha del río instalar gaviones utilizando material extraído de las excavaciones de la construcción. Dichos gaviones también servirán de barrera de contención de la onda explosiva en el muy extremo e improbable caso de una explosión en la central.
 - El sistema de comunicación de auxilios debe ser un sistema de alerta en tiempo real.
-

4.7 PROGRAMA DE CIERRE DE OPERACIONES

El programa de cierre de operaciones (PCO) deberá de enunciar claramente las metas, planes y programas a seguir cuando se pretenda dar por terminada la actividad de generación. Sin embargo, debido a que la termoeléctrica aún no se encuentra operativa y su tiempo de vida útil es de aproximadamente 25 años, aún no se puede definir con precisión los planes, detalles y programas que serán necesarios cuando ese momento llegue. Por lo tanto, en este acápite se prevén a modo referencial los siguientes tipos de acciones generales a tomar.

4.7.1 Acciones Previas

Estas acciones tendrán en cuenta los siguientes factores:

- Definición de las instalaciones que no se transferirán a terceros y por lo tanto sujetas a desmovilización y aquellas que si se cederán a terceros.
- Capacitación de los receptores de terrenos acerca de la infraestructura y su cuidado.
- Concientizar a la comunidad sobre la preservación ambiental después del cierre.
- Valorización de los activos y pasivos.

4.7.2 Retiro de Instalaciones

El retiro de las instalaciones deberá considerar las siguientes acciones:

- Actualización de los planos de construcción y montaje de las obras civiles, estructurales y de instalación de las maquinarias.
- Inventario de los equipos de la subestación y líneas de transmisión, detallando las partes en que se desarmarían y condiciones de conservación.
- Inventario y cuantificación ('metrado') de las estructuras metálicas, maquinarias, equipos y obras civiles y sus condiciones de conservación.
- Cobertura de la cimentación, retiro de las líneas de desagüe, líneas eléctricas, gaseoducto, tubería de agua y otros que se encuentren enterrados.
- Contratación de las empresas que se encargaran del desmontaje de las maquinarias, el retiro de las estructuras y equipos, la demolición y remoción de las obras civiles.

4.7.3 Restauración del Lugar

El plan de restauración deberá analizar y considerar las condiciones originales del ecosistema y tendrá que ser planificado de acuerdo con el destino final del terreno. Los aspectos que deben considerarse en la restauración son:

- Descontaminación del suelo.
 - Limpieza y arreglo de la superficie.
 - Protección de la erosión.
 - Cobertura vegetal.
 - Sistema de drenaje
-

4.8 FACTIBILIDAD AMBIENTAL Y ECONÓMICA

4.8.1 Factibilidad Ambiental

Como visto, desde el punto de vista ambiental, la implementación del proyecto CTP es totalmente factible. Esta factibilidad ambiental se debe entre muchas otras razones, al hecho de que las emisiones de la planta están muy por debajo de los límites de establecidos por la legislación nacional, la internacional y la de los países desarrollados.

A los costos de inversión y de operación comúnmente considerados para la implantación de una central, se encuentran adicionados en este proyecto los costos derivados del manejo ambiental. Dichos costos se han calculado sobre la base de precios vigentes en el mercado nacional a fines de 2004.

Es importante resaltar, que gracias a los gastos ambientales de las etapas de construcción y operación se evitarían los impactos asociados en las áreas naturales circundantes y las actividades productivas cercanas. Los gastos realizados relativos a la minimización de los impactos ambientales son menores a la valorización de los impactos evitados.

El cierre de la planta termoeléctrica CTP, en la oportunidad que dicha condición se presente, deberá implementar y llevar a cabo el plan de cierre de operaciones y restauración del ambiente a su estado original, cuyos costos deberán ser definidos cuando ese momento llegue

4.8.2 Gastos Ambientales - Fase de Construcción

El análisis específico de los costos económicos de las obras con fines de mitigación de los impactos ambientales de la central CTP durante la etapa de construcción, alcanza el monto señalado en el **Cuadro 4.4**. Estos montos se encuentran incluidos en el presupuesto de ejecución de los contratos EPC.

Cuadro 4.4: Gastos Ambientales - Etapa de Construcción

GASTOS AMBIENTALES - ETAPA DE CONSTRUCCIÓN	
Rubro	US\$
Planes de Mitigación de Impactos durante la Construcción	64 000
Obras Complementarias de Mitigación de Impactos	48 000
Infraestructura de seguridad para planes de Contingencia	130 000
Implementación de Equipos para Monitoreo Ambiental	8 000
Gasto Total	250 000
FUENTE:	
[1] CESEL S.A (2004) - Estudio de Impacto Ambiental	

4.8.3 Gastos Ambientales – Fase de Operación

Los costos del manejo ambiental durante la etapa de operación, mostrados en el **Cuadro 4.5**, son considerados como gastos fijos de operación y se encuentran incluidos en el respectivo presupuesto de operación de la planta CTP. La inversión anual en planificación, capacitación, manejo y monitoreo del medio ambiente durante la etapa de operación implica un incremento menor en los costos fijos anuales de mantenimiento y operación.

Cuadro 4.5: Gastos Ambientales - Etapa de Operación

GASTOS AMBIENTALES - ETAPA DE OPERACIÓN	
Rubro	US\$/año
Manejo Anual de Residuos	27 792
Planes de Contingencia	5 200
Programa de Monitoreo	12 885
Gasto Total	45 877

FUENTE:
[1] CESEL S.A (2004) - Estudio de Impacto Ambiental

CAPITULO 5: ESTUDIO LEGAL

5.1 TIPO DE SOCIEDAD

5.1.1 Forma societaria

En la mayoría de los casos, el tipo de sociedad a elegir para cualquier empresa, es determinado, por la voluntad de los promotores iniciales de dicha empresa. Esto se debe a que son estos inversionistas los que están corriendo el riesgo relacionado con llevar a cabo el emprendimiento, cualquiera sea la actividad. Así, ellos optarán por aquella forma societaria que les otorgue el mayor número de beneficios y el menor riesgo. En ese sentido, para la Central Termoeléctrica Propuesta (CTP) el tipo de sociedad elegida es del tipo 'Sociedad Anónima Cerrada' (SAC). Esta decisión responde a los intereses de los inversionistas y se sustenta en el análisis de los canales de financiamiento por utilizar para el proyecto, los cuales son en términos generales: (i) banca local; (ii) crédito de proveedores, a través de la Banca de Fomento de Exportación de los países desarrollados de origen,¹⁵¹ y, (iii) participación minoritaria de la Banca Multilateral.¹⁵²

Existen básicamente tres grandes ventajas relacionadas con una sociedad tipo SAC. La primera relativa a que los inversionistas iniciales pueden mantener su proporción patrimonial, independiente de los vaivenes del devenir, dado que al no cotizar las acciones en la bolsa de valores, no están en una posición tan vulnerable como en el caso de una Sociedad Anónima Abierta (SAA). El segundo gran fundamento para esta elección, es que desde el inicio del proyecto se establece el régimen de gobierno de la empresa y este no se ve alterado, por la venta de las acciones de una parte a una multiplicidad de personas, en la Bolsa de Valores. Y, por último, esta forma societaria permite el derecho de preferencia por un plazo prudencial de los socios primigenios en toda transacción de acciones que un socio saliente desee realizar. Cabe resaltar, que para mantener las respectivas alícuotas de participación de los socios fundadores en la empresa, el pacto social debería establecer las respectivas cláusulas de protección.

La decisión de crecer empresarialmente, está condicionada a dos grandes canales de financiación a saber, (i) aporte propio de capital fresco de los inversores y (ii) prestamos por parte de terceros. En ese sentido, una aparente desventaja radica en el hecho que no se tiene la posibilidad de recurrir a la emisión de bonos transados en la Bolsa de Valores, que a pesar de ser un método muy utilizado para la inyección de dinero fresco, es ciertamente riesgoso, ya que se desconoce el

¹⁵¹ Según el país desarrollado de origen, se tiene diferentes bancas, entre las cuales se encuentran: Eximbank de USA; Eximbank de Japón; KfW de Alemania; etc.

¹⁵² Dentro de este tipo de banca se cuenta: IFC (*International Finance Corporation*) del Banco Mundial; la Corporación Interamericana de Inversiones (CII) y el Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN) de BID (Banco Interamericano de Desarrollo); CAF – Corporación Andina de Fomento, etc.

destino final y los portadores de los documentos valorados, quienes en última instancia son los financistas de la empresa.

5.1.2 Denominación social original

Previamente a elegir la denominación para el proyecto termoeléctrico CTP, se debe realizar una búsqueda en el Instituto Nacional de Libre Competencia y Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), para de esta manera, asegurarse que el nombre comercial elegido no ha sido previamente utilizado por otra empresa y, por lo tanto es original. Superado el hecho señalado, se procede a registrar el nombre comercial de la institución, indicando la clase de actividad económica a la que pertenece. Para esta termoeléctrica a gas natural, el nombre propuesto es: *Génesis Generadora a Gas S.A.C.*, para la cual se propone el acrónimo 3G.

5.1.3 Objeto social de la empresa

El objeto social principal de la empresa 3G, es la generación de electricidad mediante gas natural y la compraventa de electricidad en el mercado regulado, el mercado de libre oferta y demanda, el mercado intergeneradores y cualquier otro mercado que lo permita la legislación presente y futura aplicable, así como la importación y exportación de electricidad. Se incluyen además todas las actividades complementarias y suplementarias que sean requeridas para el giro principal del negocio, así como, cualquier otra actividad que el Directorio de la empresa decida acometer y que sea permitida por la legislación vigente en la oportunidad de la toma de decisión.

5.1.4 Conformación del capital social

El capital social de 3G estará conformado por los aportes de los inversionistas, tanto dinerario, como de bienes y servicios otorgados en favor de la empresa. La cantidad de accionistas de 3G y su participación relativa en la conformación del capital social dependerá exclusivamente de la voluntad de los inversionistas que decidan iniciar el emprendimiento empresarial. En la oportunidad de suscripción del pacto societario, los accionistas suscribirán el 100% de las acciones, el cual será pagado inicialmente como mínimo según lo establecido por la legislación aplicable, es decir 20% de las acciones suscritas. Conforme se avance en la concreción del proyecto de generación termoeléctrica, los accionistas deberán ir cubriendo los recursos económicos requeridos, con el pago parcial, hasta cubrir la totalidad de las acciones suscritas. Considerando que un tipo de proyecto como el acometido puede ser financiado en una proporción 20%-25% de capital propio y 80%-75% de capital financiado, los aportes de los socios al capital social, deberán tomar en cuenta esta condición. Así, conforme avance las etapas de inversión de 3G, se deberá proceder a incrementar el capital social de la empresa, manteniendo la proporción original pactada entre los socios.

5.2 ASPECTO TRIBUTARIO

Cuadro 5.1: Tipos de Tributos por Destino

TIPOS DE TRIBUTOS POR DESTINO - PERÚ						
TRIBUTOS	GOBIERNO (1)					
	CENTRAL (2)		REGIONAL (3)	MUNICIPAL (4)		
IMPUESTOS	Renta (30%)	IR		PROVINCIAL	Patrimonio Vehicular	IPV
	General a las Ventas (19%)	IGV			Apuestas	IAP
	Selectivo al Consumo (varios)	ISC			Juegos (Loterías)	IJL
	Derechos Arancelarios (1)	A/V		DISTRITAL	Predial	IBI
	Régimen Único Simplificado	RUS			Alcabala	IA
	Extraordinario de Solidaridad (%)	IES			Juegos (Bingos y Tragamonedas)	IJBT
	Solidaridad a favor de la Niñez Desamparada	SND			Espectáculo Público no-Deportivo	IEND
	Acciones del Estado	IAE		NACIONAL DESTINO MUNICIPAL	Promoción Municipal (IGV) (2%)	IPM
	Juegos de Casinos y Máquinas Tragamonedas	ICT			Rodaje (8%)	IRJ
					Embarcaciones de Recreo (5%)	IER
		PARTICIPACIÓN EN CENTRAL	Derechos Arancelarios (2%)	A/V		
			Juegos de Casinos y Máquinas Tragamonedas (60% de 12%)	ICT		
		OTROS	Fondo de Compensación Municipal	FONCO MUN		
			Programa Vaso de Leche	PVL		
			Canon y Sobre-Canon (Petrolero, Minero, Hidroenergético, Pesquero y Forestal)	CANON		
			Derecho de Vigencia Minero	DVM		
CONTRIBUCIONES	Seguridad Social (varios)				Especial Obras Públicas	
	Servicio Nacional de Adiestramiento Técnico Industrial (varios)	SENATI				
	Servicio Nacional de Capacitación para la Industria de la Construcción	SENCICO				
	Sostenimiento de Autoridad					
TASAS	Derechos de Trámite de Procedimiento Administrativo	TUPA			Derechos de Trámite de Procedimiento Administrativo	TUPA
	Otros servicios				Servicios Públicos y/o Arbitrios	
					Licencia Apertura Establecimiento	
					Estacionamiento de vehículos	
					Transporte Público	
					Otros servicios, fiscalización o control	
NOTAS:						
(1) Para mayor detalle de derechos arancelarios o A/V, véase el Cuadro 5.2						
(2) Elaborado con data aplicable a fines de 2003.						
FUENTES:						
[1] Constitución Política de 1993, Artículos 74, 193 y 196			[3] Decreto Legislativo 771			
[2] En implementación - Leyes 27783 y 27867			[4] Decreto Legislativo 776			

Por el tipo de negocio que la empresa 3G se plantea acometer, considerando la legislación aplicable al sector electricidad -especialmente a la actividad de generación-, 3G se regirá por el régimen tributario general aplicable en Perú. En términos generales, el régimen tributario peruano se encuentra compuesto por los impuestos que son establecidos por ley específica y recolectados por las instituciones creadas para dichos fines. Estos tributos son asignados para su administración al Gobierno central y al local.¹⁵³ Entre los primeros se cuenta principalmente con: (i) Impuesto a la Renta (IR); (ii) Impuesto General a las Ventas (IGV), también conocido en otras latitudes como impuesto al valor agregado; (iii) Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) que aplica solamente a una determinada gama de productos y servicios transados; y (iv) Arancel Aduanero, o impuesto *ad valorem* a las importaciones (A/V). Los tributos municipales están conformados principalmente por: (i) Licencia de funcionamiento; (ii) Impuesto predial; (iii) Arbitrios; y, (iv) Impuesto al patrimonio automotriz. La base tributaria, la escala de aplicación de los tributos y otras consideraciones para su aplicación varía en el tiempo.¹⁵⁴ Véase el **Cuadro 5.1** para observar el conjunto de tributos aplicables en Perú y el **Cuadro 5.2** para el nivel y tasa de los aranceles aduaneros a la importación.

Se señala los niveles y las tasas aduaneras aplicables a la importación, dado que el proyecto CTP es capital intensivo y parte sustancial de los costos de inversión corresponde a la importación de bienes de diferente procedencia. A pesar que para la importación de equipos también se aplica el IGV, este no se presenta en una tabla detallada, dado que este es un impuesto *flat*.

Cuadro 5.2: Arancel de Aduana – Nivel y Tasa

ARANCEL DE ADUANA - NIVEL Y TASA			
ARANCEL		SUBPARTIDAS	
NIVEL	TASA	CANTIDAD	RATIO
	[%]		[%]
1	4	1615	23,08
	4+5	1	0,01
2	7	1070	15,30
	7+5	31672	45,29
3	12	2853	40,81
	12+5	46	0,66
4	20	763	10,91
	20+5	331	4,73
Promedio Simple	10,9	6992	100,00
NOTA			
(1) Cuadro detalle del impuesto de derechos arancelarios o A/V			
FUENTE:			
[1] PROINVERSION (2005) - Perú - Régimen Tributario			

¹⁵³ En Perú, en la oportunidad de formulación de la presente Tesis, no se han creado impuestos que sean administrados directamente por los Gobiernos regionales.

¹⁵⁴ Las tasas de cada uno de estos impuestos aplicables al proyecto de generación termoeléctrica se aplican en el estudio económico financiero, específicamente al momento del cálculo del Balance General y del Estado de Ganancias y Pérdidas.

5.3 ASPECTO LABORAL

En cuanto al aspecto laboral, la empresa 3G para el emprendimiento de la central de generación eléctrica CTP, cumplirá con toda la normativa vigente en relación a las personas que trabajan en la planta, tanto para con los empleados que pertenecen a planilla, como para con el personal de actividades tercerizadas. A fin de cubrir este último ángulo, el factor determinante corresponde a una correcta elección de las empresas sujetas a proveer los servicios de *outsourcing*.

En este sentido y en concordancia con lo establecido por la legislación, se tendrán en consideración los parámetros establecidos para los siguientes factores: jornada laboral, sueldos, bonificaciones, períodos vacacionales, pensión de jubilación, seguro social contra accidentes y desempleo, en sus versiones actuales de Compensación por Tiempo de Servicios (CTS), las alternativas de las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) y Essalud y cualquier otra variable relevante.

Sin embargo, es importante insistir en lo tantas veces ya señalado: la generación de electricidad corresponde a una actividad de capital intensivo. Por esta razón, la cantidad de personal directamente contratado y aquellos que prestan servicios tercerizados, es relativamente pequeña.¹⁵⁵

5.4 PERMISOS Y SERVIDUMBRES – TRÁMITES Y NORMATIVA

El presente acápite señala los trámites para la implantación del proyecto que hay que realizar ante las diferentes autoridades, ya sea el Gobierno Central, Municipal y/o las Instituciones Autónomas. Los temas que se tratan corresponden a implantación de la central térmica *per se*, las líneas de transmisión y subestaciones, el sistema de alimentación del gas natural, el sistema de abastecimiento del agua y las autorizaciones para cruce de red vial. Todas estas cuestiones se exhiben en los **Cuadros A- 5.1 a A- 5.7** presentados en los Anexos. En estos cuadros se hace referencia a: (i) las gestiones a realizar, (ii) la autoridad competente a la que hay que recurrir para la tramitación; (iii) el sustento normativo; (iv) el plazo involucrado; (v) los costos directos asociados, y; (vi) los requisitos para organizar un procedimiento de solicitud.

5.4.1 Central térmica de generación de electricidad

I Estudio de Impacto Ambiental

Previo al inicio de todo trámite en el sector energía, es necesario contar con el respectivo Estudio de Impacto Ambiental aprobado. Éste debe ser presentado a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) para su aprobación.

¹⁵⁵

En la etapa final de implantación de CTP, la cantidad de personal directamente contratado y tercerizado, se encontrará en un rango de 20 a 30 personas.

Es decir, que la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de generación eléctrica, es la base para poder realizar los trámites siguientes.

II Autorización de Generación

La autorización de generación eléctrica debe tramitarse ante MEM con los datos del propietario, declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y Patrimonio Cultural de la Nación, datos técnicos de ubicación de las instalaciones y demás información con fines estadísticos. El trámite del procedimiento es realizado por la Dirección de Concesiones Eléctricas (DCE), en la Dirección General de Electricidad (DGE).¹⁵⁶

III Licencia de Construcción para Obra Nueva

Los trámites hay que realizarlos ante la Dirección de Acondicionamiento Territorial de la Municipalidad de Pisco, adjuntando los requerimientos de información establecidos por la normativa y el recibo por el pago de los derechos de trámite.

5.4.2 Líneas de transmisión y subestaciones

I Estudio de Impacto Ambiental

Como señalado previamente, todo trámite requiere contar con la aprobación del EIA de transmisión que se presenta ante DGAAE de MEM.

II Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos

Como parte del Estudio de Impacto Ambiental, se debe presentar también el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos, el mismo que es emitido por el Instituto Nacional de Cultura (INC), Dirección de Patrimonio Cultural Monumental.

III Concesión Definitiva de Transmisión

La concesión definitiva de transmisión que incluye líneas de transmisión y subestaciones debe ser tramitada mediante solicitud dirigida a MEM, siguiendo el trámite ante DCE.

IV Servidumbres

La imposición de servidumbre a solicitar debe incluir aquellas de paso y de operación que no se hayan podido obtener por negociación con los propietarios de los predios y para aquellos terrenos del Estado. Las servidumbres son temporales para el período de construcción y mantenimiento y definitivas para el período de operación. El trámite se realiza ante DCE en MEM.

V Aviso de Conocimiento de Obras Públicas

Para el caso ejecución de obras de redes eléctricas o sanitarias que se realicen dentro del casco urbano, se debe poner en conocimiento de la Municipalidad de Pisco, la ejecución de dichas obras. El procedimiento es tramitado por la División de Estudios y Obras Municipales.

¹⁵⁶

La solicitud debe acompañar una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT, otorgada mediante carta fianza emitida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.

VI Autorización de Obras en Vía Pública

En la Municipalidad se ha considerado pagos por el izado de postes, torres y por el tendido de conductor que comprenden las obras. Los cobros están siendo aplicados a las empresas aún cuando las obras no se ejecuten en vías públicas, ni éstas sean ejecutadas por entidades de servicio público o para el mismo.

5.4.3 Transporte secundario de gas natural

I Autorización de Transporte de Gas

El expediente para solicitar la autorización de instalación y operación de ducto para uso propio, o de transporte de gas natural, debe ser presentado ante MEM, específicamente en la Dirección General de Hidrocarburos (DGH).

II Derecho de Uso, Servidumbre y Expropiación

En concordancia con la legislación vigente, se tiene derecho a utilizar el agua, grava, madera y otros materiales de construcción que sean necesarios para las operaciones relacionadas a hidrocarburos, respetando el derecho de terceros. Asimismo, se tiene derecho a gestionar permisos, derechos de uso y servidumbre, uso de agua y derechos de superficie, y otros derechos y autorizaciones sobre terrenos públicos o privados. Los perjuicios económicos que ocasionase el ejercicio de tales derechos deberán ser compensados.

5.4.4 Sistema de Abastecimiento de Agua

I Permiso de uso de agua

A fin de realizar los estudios de detalle y proceder a realizar las construcciones ribereñas que pudieran aplicar y la perforación del pozo de agua, se requiere contar con el Permiso de uso de agua, otorgado por la Unidad Técnica de la Autoridad de la Cuenca de Riego de Pisco. El permiso es por un plazo definido, que no incluye la posibilidad de explotación del recurso hídrico.

II Autorización de uso de agua

Aprobado el permiso y ejecutadas las instalaciones, a fin de proceder a la explotación comercial del pozo de agua, se debe tramitar el expediente para la obtención de la Autorización del Derecho al Uso de Agua. El trámite para la obtención se realiza también ante Unidad Técnica de la Autoridad de la Cuenca de Riego de Pisco.

III Certificado de Inspección de Término de Obra

Concluida la construcción, obtenida la Autorización para el uso de agua e iniciada la explotación comercial, se debe tramitar un Certificado de Inspección de Obra Terminada. La solicitud de este Certificado será hecha ante la misma autoridad señalada en el acápite previo.

5.4.5 Vías de Transporte

I Accesos Provisionales construcción línea de transmisión

Para la construcción de la línea de transmisión, se tendrá que construir los accesos necesarios para facilitar el montaje de postes, estructuras y conductores. Al ser estos accesos bastante rudimentarios, no se exige permisos especiales, debiendo tratarse solo con los propietarios de los terrenos involucrados. La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento (RLCE) prevé el otorgamiento de servidumbres, para los casos en los que existe dificultades con los propietarios de los terrenos en el obtener las servidumbres. Los trámites son los mismos que en el caso de la concesión para la Línea de Transmisión.¹⁵⁷

II Autorización de cruce de red vial nacional

De conformidad a lo dispuesto en TUPA del Ministerio de Transportes, Comunicaciones, Vivienda y Construcción (MTCVC), en lo concerniente a la Dirección General de Caminos (DGC), se requieren de autorización para la ejecución de obras que cruzan la red vial nacional.

5.5 FACTIBILIDAD LEGAL Y ECONÓMICA

5.5.1 Consideraciones legales

La factibilidad legal de conformar la persona jurídica, para el caso la empresa 3G que se encargará de acometer el proyecto de la planta de generación termoeléctrica CTP, está determinada por la posibilidad jurídica que se tiene en el ámbito nacional para emprender, organizar, instituir, registrar la empresa y poder realizar la actividad del giro de negocio planteado. La experiencia nacional muestra que no existe dificultad alguna para realizar dicho cometido.

5.5.2 Gastos Pre-operativos

Todos los costos señalados en el presente capítulo corresponden a gastos pre-operativos, ya que todo lo relacionado al aspecto legal es base para iniciar las actividades constructivas y operativas. Así, éstos se tomarán en cuenta en el análisis económico financiero del proyecto.¹⁵⁸ (Véase Cuadro 5.3)

5.5.3 Gastos de Inversión

Para con fines del presente capítulo, Estudio Legal, todos los costos involucrados son considerados como gastos de pre-operativos y no de inversión en activos

¹⁵⁷ Véase tema 5.4 PERMISOS Y SERVIDUMBRES – TRÁMITES Y NORMATIVA, Acápite 5.4.2 Líneas de transmisión y subestaciones; Numeral 5.4.2IV Servidumbres, anterior.

¹⁵⁸ Véase CAPITULO 7:ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO.

5.5.4 Gastos Operativos

También, todos los costos involucrados en el presente capítulo, no son considerados como gastos operativos de la fase de explotación.

Cuadro 5.3: Costos Legales

		COSTOS LEGALES		
		GESTION	TIEMPO [días]	COSTO [US\$]
5.4.1	Central Térmica	I Estudio de Impacto Ambiental		25 928
		Elaboración	75	
		Aprobación	120	
		II Autorización de Generación	30	21 396
		III Licencia de Construcción	30	21 850
		TOTAL		69 174
5.4.2	Línea de Transmisión y Subestaciones	I Estudio de Impacto Ambiental		4 928
		Elaboración	30	
		Aprobación	120	
		II Arqueológicos (CIRA)		1 138
		Elaboración	30	
		Aprobación	30	
		III Otorgamiento de Concesión		14 377
		IV Servidumbres		5 371
		Aprobación	60	
		V Aviso de Conocimiento de Obras Públicas	0	5
		VI Autorización de Obras en Vías Públicas (1)	0	0
		TOTAL		25 819
5.4.3	Transporte Secundario de Gas Natural	I Autorización de Transporte de Gas		285
		Aprobación	90	
		II Derecho de Uso, Servidumbre y Expropiación	60	4 386
		Servidumbres		
		Provisión gastos servidumbres		
		TOTAL		4 671
5.4.4	Abastecimiento de agua	I Permiso de Uso de Agua	0	5 232
		Preparación de Documentación	30	
		Aprobación	30	
		II Autorización de Uso Agua		928
		Aprobación	30	
		III Certificado de Término de Obra	15	464
		TOTAL		6 624
5.4.5	Vías de Transporte	I Carretera de Acceso a Líneas y Tuberías		5 000
		Aprobación servidumbres específica	45	
		II Autorización de Cruce de Red Vial Nacional	30	56
		TOTAL		5 056
TOTAL				111 345

NOTA:
(1) A pesar que en el Cuadro 5.6 del Capítulo 5 se indica un costo asociado a este trámite, se ha considerado el monto cero en el Estudio Económico Financiero, dado que la ordenanza estipula que este pago es por obras en las vías públicas. Las instalaciones del presente proyecto no se realizarán en estas vías

FUENTE:
[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros 5.3; 5.4; 5.5; 5.6; 5.7; 5.8 y 5.9

CAPITULO 6: ESTUDIO ORGANIZACIONAL Y ADMINISTRATIVO

6.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

6.1.1 Principios aplicables

Tal como establece la teoría administrativa, la estructura organizacional debe ser elegida de manera que se alinee con las estrategias empresariales a largo plazo. Existen variadas estructuras organizativas,¹⁵⁹ las empresas eligen una en particular según una serie de condiciones propias del negocio y de la empresa, así como del entorno donde se desenvuelve. Cada una de las diferentes estructuras posee ventajas y desventajas características, en relación a coordinar el esfuerzo de trabajo, desarrollar competencias centrales, crear capacidades competitivas, etc. Sin embargo, no se debe perder de vista que la estructura organizativa es una herramienta más de la estrategia empresarial.¹⁶⁰ Así, los principios constituyentes del desarrollo de la organización que son de máxima importancia corresponden a:

- Selección adecuada de personal capaz para las posiciones clave.¹⁶¹
- Asegurar que la organización posea las habilidades, las competencias centrales, el talento administrativo, los conocimientos técnicos, las capacidades competitivas y las fortalezas de los recursos que requiere.¹⁶²
- Organizar los procesos del negocio, las actividades de la cadena de valor y la toma de decisión, de manera tal, que conduzca a una ejecución exitosa de la estrategia.¹⁶³

6.1.2 Organización Funcional

Sobre la base de los principios antes enumerados y considerando los siguientes factores: (i) la magnitud de la planta CTP, (ii) la competencia en el mercado de generación, (que considera la integración horizontal y vertical en el sector electricidad y en el sector energía, de los grupos de poder), y, (iii) los nichos de negocio detectados, para el presente caso de la central CTP, se ha elegido ordenar la organización de la empresa 3G de forma funcional. Esta estructura, basada en departamentos funcionalmente especializados, es la forma más común de igualar la estructura organizativa con la estrategia de una empresa de un solo negocio, ya que permite tener un control

¹⁵⁹ Ejemplos de las diferentes estructuras organizacionales son (i) funcional y/o de especialización del proceso, (ii) organización geográfica, (iii) divisiones de negocios descentralizadas, (iv) estructuras de matriz, etc.

¹⁶⁰ Thompson, Arthur A Jr. Y Strickland A. J. III (2001). *Administración Estratégica Undécima Edición*. Capítulo 9, Puesta en Práctica de la Estrategia: Creación de Capacidades de Recursos y Estructuración de la Organización.

¹⁶¹ Cualquier sistema organizativo que se elija y que no cuente con el personal idóneo en las posiciones claves, no dará los resultados estratégicos y de utilidad empresarial esperados. Cualquiera sea el sistema organizativo, *per se*, sin contar con el adecuado personal, será como una herramienta que no se sabe utilizar.

¹⁶² Tómese en cuenta que en el presente rubro se refiere a las características de la organización y no a las del personal.

¹⁶³ Tómese en cuenta que implícitamente se refiere al establecimiento de los procedimientos adecuados para los procesos.

centralizado de los resultados estratégicos. Las ventajas relacionadas a este tipo de ordenamiento son, por un lado, la mejora de la eficiencia operacional, dado que al promover la experiencia, conduce a un mejor aprovechamiento de la curva de aprendizaje asociada con la especialización funcional; y por otro lado, se evita la fragmentación de las actividades críticas para la estrategia, puesto que todo está organizado a través de departamentos funcionales.

En la **Gráfica 6.1** y **Gráfica 6.2** se muestra el organigrama de la empresa durante las tres diferentes etapas de implantación.¹⁶⁴ En la primera se observa que el gobierno de 3G está compuesta por las dependencias Junta General de Accionistas (JGA) y Directorio (D). Este sistema de gobierno es el comúnmente utilizado en Perú. Se observa además que, la administración de la empresa es un sistema piramidal de dos niveles jerárquicos: gerencia y jefatura de áreas. En el segundo diagrama se incluye información relativa a la asignación, tipo y cantidad de personal por área funcional. Se reconoce que la magnitud y tipo de personal incluido en la organización varía según la etapa de implantación del proyecto CTP, a saber, Etapa I; II y III. Así mismo resalta que, el número del personal respecto a la magnitud de inversión y el volumen de ventas anuales es ínfimo.

Sin embargo, para considerar el total de personal que se encarga de las operaciones de la empresa, se tiene que tomar en cuenta que el personal antes señalado corresponde a aquel directamente dependiente de la empresa y, a éste hay que adicionar el personal dependiente de los contratistas, que vía tercerización, participan en la ejecución de algunas actividades. Estas actividades básicamente se pueden dividir en tres grandes rubros, las correspondientes a la parte técnica-operativa, las de administración y las de infraestructura de apoyo.¹⁶⁵

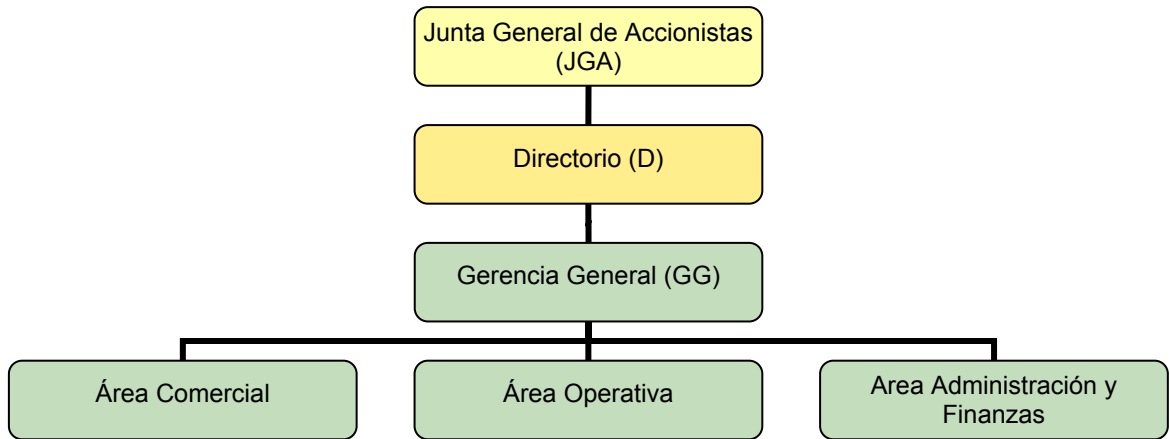
6.1.3 Cantidad y entrenamiento de personal

La organización corresponde a la fase de explotación de la planta CTP, dado que durante la fase de implantación (fases pre-operativa y construcción) se requiere básicamente de las dependencias de gobierno y de la dependencia gerencial, las que contratarán a empresas especializadas tercerizando las actividades. Las principales contrataciones en la fase pre-operativa son las de estudios, y en la fase de construcción son los contratos EPC.

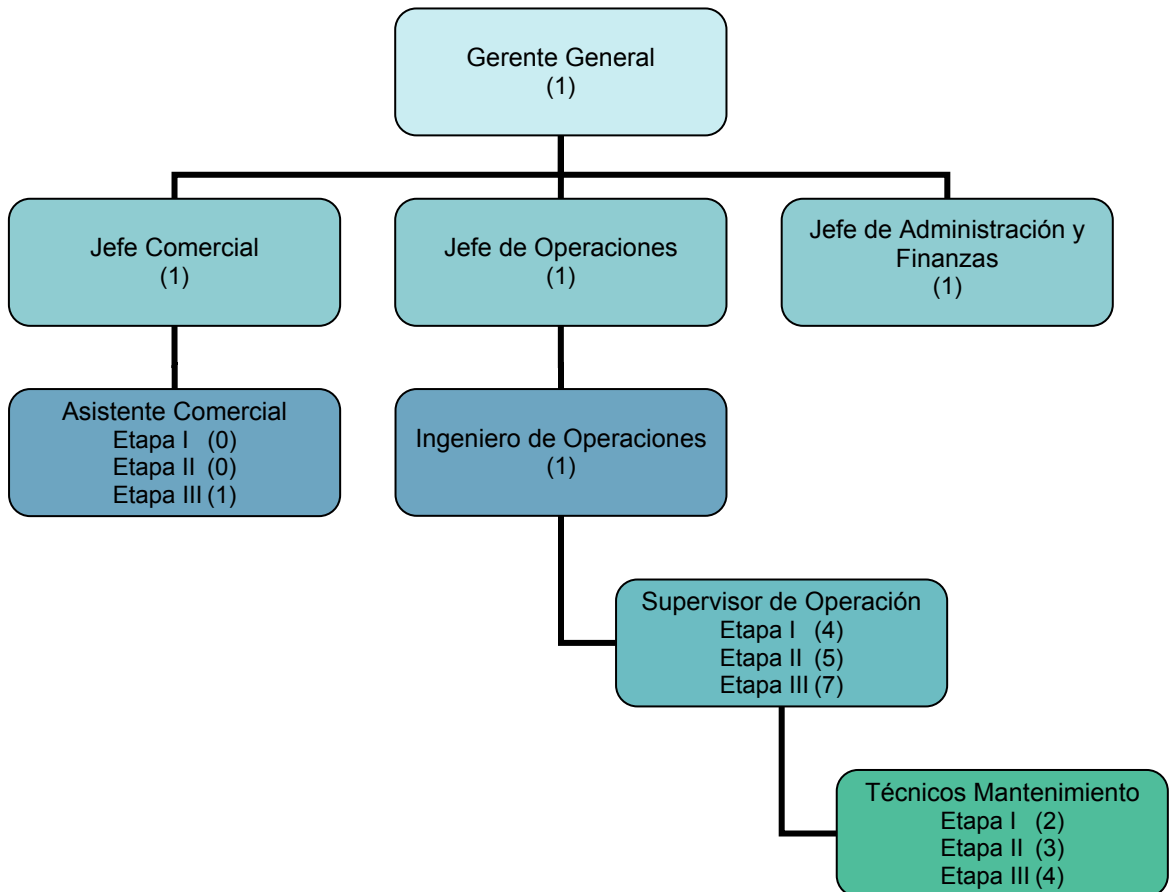
Es importante mencionar que en el último año de la fase de construcción, se contratará al personal técnico-operativo clave, a fin de entrenarlo en las condiciones del montaje y pruebas de la planta CTP, de manera tal, que se compenetren con las particularidades de la planta que tendrán que operar posteriormente. De esta forma, se cubre uno de los principios anotados anteriormente.

¹⁶⁴ Para información de detalle, véase CAPITULO 3:ESTUDIO TÉCNICO, Cuadro 3.2: Requerimientos de personal durante operación.

¹⁶⁵ Véase el Acápite 3.5.4, Servicios, del Capítulo 3, Estudio Técnico.



Gráfica 6.1: Diagrama de la Estructura Organizacional por Función



Gráfica 6.2: Diagrama de la Estructura Organizacional por Puesto ¹⁶⁶

¹⁶⁶

Las etapas de implantación de la central son las siguientes: (i) Etapa I: años 1 y 2 de operación (2007 y 2008); (ii) Etapa II: años 3 a 5 de operación (2009 a 2011); y, (iii) Etapa III: año 6 en adelante (2012 en adelante). Para mayor información véase CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO, tema 3.1 TAMAÑO DE PLANTA, Acápites 3.1.4 Elección del Tamaño de Planta.

6.2 FUNCIONES

En este acápite se detallan las funciones aplicables para la asignación de puestos a cada dependencia de la estructura organizativa de la administración de la empresa 3C. En ese sentido, y dado que la JGA y el Directorio no pertenecen a la estructura organizativa de administración, no se realiza un análisis de las tareas que ambas partes cumplen, solamente, una referencia muy escueta a las actividades de ellas.

Se señala que las funciones asignadas a la JGA corresponde a las establecidas por la normativa legal, que se resumen básicamente en: (i) elección del Directorio; (ii) aprobación de las Memorias Anuales que incluyen los estados de ganancias y pérdidas y el balance general; (iii) la determinación de la distribución de utilidades; y, (iv) incremento o decremento del capital social.

También, según establecido por la legislación, las funciones asignadas al Directorio básicamente son: (i) determinación de políticas empresariales; (ii) seguimiento a las decisiones adoptadas; (iii) preparación de la Memoria Anual y recomendación a JGA para la aplicación de las utilidades; (iv) formulación de las metas de mediano y largo plazo de la empresa; y, (v) aprobación del presupuesto.

6.2.1 Gerente General

Es el cargo de mayor jerarquía de la empresa, tiene como función la administración, coordinación y dirección de la organización de la empresa, es decir, las áreas, comercial, operativa y de administración y finanzas. El gerente es el responsable por la buena marcha de la empresa en sus actividades cotidianas.

La persona que ostenta este cargo, tiene la representación legal de la empresa ante todas las autoridades, sean políticas, administrativas, policiales, judiciales, de trabajo, salud, y energía, así como ante otras empresas, gremios e instituciones. Una de las funciones más importantes de la gerencia es la de coordinar e informar al Directorio en forma periódica y oportuna los resultados económicos de la marcha de empresa, quién le señala las políticas empresariales a seguir, las cuales deben ser ejecutadas por el gerente.

6.2.2 Jefe Operaciones

El jefe de operaciones es el encargado de planificar, programar, ejecutar, supervisar e informar todo lo referente al sistema productivo de la central CTP, es decir, (i) la recepción y purificación de gas; (ii) la recepción, tratamiento y almacenamiento de agua; (iii) la generación y despacho de electricidad; y, (iv) la coordinación de las actividades operativas con COES.

Además, es el encargado de planificar e instruir la ejecución de la inspección, lubricación y mantenimiento rutinario de todas las instalaciones productivas y de la infraestructura de CTP, así

como, programar y llamar al contratista EPC para ejecutar el mantenimiento correctivo y mayor de las instalaciones. Tiene a su cargo al ingeniero de operaciones, los supervisores de operación y al personal de mantenimiento propio y tercerizado.

6.2.3 Jefe Administración y Fianzas

El jefe de administración y finanzas es responsable de todo lo referente al manejo de: (i) los recursos humanos; (ii) la logística; (iii) la tesorería; y, (iv) la contabilidad de la empresa.

Como parte de las actividades señaladas como recursos humanos, se encuentran todo lo referente a las relaciones industriales al interior de la empresa 3G, es decir, el nivel de satisfacción de los empleados y la calidad de las relaciones interpersonales.

Las actividades logísticas incluyen todas las tareas de procuración de aquellos materiales, repuestos, insumos consumibles y combustibles necesarios para llevar a cabo las labores diarias. Estos materiales son tanto para ser utilizados en oficina, como para en labores de limpieza y seguridad y básicamente en el proceso productivo.

La tesorería, incluye las actividades relativas a los bancos y el ingreso y salida de efectivo. Dado que las tareas de contabilidad *per se* son tercerizadas, corresponde la coordinación con el contratista, la remisión de la información contable y recepción de todos los informes finales de esta materia relativos a toda la empresa.

6.2.4 Jefe Comercial

El jefe del área comercial tiene como objetivo la ejecución de: (i) el balance y liquidación de despacho de electricidad por cliente y por mercado MI; (ii) la facturación y cobranza de electricidad despachada a cada cliente y a MI (COES); (iii) el balance, liquidación y pago de gas natural contratado; y, (iv) del análisis de los balances físicos y monetarios del despacho de electricidad y la determinación e implementación de procedimientos para su optimización.

Otras funciones complementarias básicas que no son rutinarias, corresponde a: (i) la búsqueda de nuevos clientes; (ii) el seguimiento del nivel de satisfacción de los clientes existentes y la implementación de mejoras en sus relaciones; y, (iii) la coordinación de las actividades no-operativas con COES.

6.2.5 Ingeniero de Operaciones

El ingeniero de operaciones es el encargado directo de la buena marcha y la supervisión de las operaciones a tiempo real de la planta CTP y toda la infraestructura complementaria requerida por ella. Debe organizar al personal para los diferentes turnos de labor, incluyendo a los supervisores de operaciones y a los de mantenimiento. Así mismo, debe estar disponible en todo momento para acometer en forma rápida la solución de cualquier problema o contingencia que se pueda presentar. Planea y programa la operación, la lubricación, el mantenimiento rutinario, así como el

mantenimiento correctivo y mayor según criterios operativos y en coordinación con COES y con los contratistas EPC.

6.2.6 Supervisor Operación

Los supervisores de operación son el personal técnico encargado, en cada turno de labor, de la recepción del gas natural y el agua, la producción de electricidad, el despacho de la electricidad y la revisión del correcto funcionamiento de todas las instalaciones de la planta, entre éstas, las turbinas y válvulas de entrada de gas y agua, como también de la subestación de salida de electricidad. Dada la instalación del sistema SCADA en toda la planta CTP, esta labor se realiza, fundamentalmente desde la sala de mando y control, y secundariamente en las mismas instalaciones físicas.

Las labores incluye la formulación de los informes por turno de operación y elaboración de la estadística correspondiente de operación y mantenimiento. Estos informes incluyen información de operación rutinaria y de eventos extraordinarios y la forma de solución, así como la detección de potenciales problemas que se puedan presentar a fin de poder establecer las variaciones requeridas a los planes de mantenimiento.

6.2.7 Técnico de Mantenimiento

El personal de mantenimiento trabaja por turnos bajo el mando directo del Supervisor de Operación. Este personal está compuesto por técnicos encargados de llevar a cabo las actividades de lubricación y mantenimiento rutinario necesarias para poder contar con los sistemas en forma operacional el mayor tiempo posible. Así mismo, asiste en forma determinante al personal del contratista EPC cuando se realiza el mantenimiento correctivo y mayor.

6.2.8 Asistente Comercial-Administrativo

El asistente cumple una función muy amplia, tanto en relación con los temas, como las áreas involucradas, dado que presta su apoyo, tanto al jefe comercial, como al administrativo. Sin embargo, formalmente depende del Jefe Comercial. Así, el asistente sirve de apoyo en todas las labores comerciales, administrativas y financieras requeridas, que en gran medida se centran en apoyar a formular la estadística, elaborar los informes periódicos y otros complementarios.

6.3 FACTIBILIDAD ORGANIZACIONAL Y ECONÓMICA

6.3.1 Factibilidad organizacional

La organización con la que debe contar la empresa 3G, es bastante simple. Esto se debe a que el sistema productivo cuenta con muy pocos procesos y a que éstos se encuentran altamente automatizados. Además esta industria es de capital intensivo, por lo que cuenta con relativamente

poca mano de obra. Es así que si existe factibilidad para el modelo funcional elegido, estando este probado y comprobado por tratarse de uno de los más comunes.

6.3.2 Gastos Pre-Operativos

Los gastos pre-operativos en personal corresponden a aquellos incurridos por el proceso de entrenamiento y reconocimiento de las instalaciones durante el último año de construcción previo al inicio de operaciones de la planta CTP. (Véase el **Cuadro 6.1**)

6.3.3 Gastos Operativos

Los gastos operativos se presentan también en la **Cuadro 6.1a** continuación. Estos gastos son distintos para las tres diferentes etapas de implementación de la planta CTP, dependiendo del requerimiento de personal de cada una de las etapas.

Cuadro 6.1: Costos de Personal

COSTOS DE PERSONAL									
Puesto	Costo unitario	Req. Preop. por Etapa	Req. Operativo por Etapa			Costo Pre-Op.	Costo Operativo		
	[US\$/mes persona]	[personas]	I	II	III	[US\$/mes]	I	II	III
1 Gerente	2 500	1	1	1	1	2 500	2 500	2 500	2 500
2 Jefe Operación	2 000	1	1	1	1	2 000	2 000	2 000	2 000
3 Jefe Adm. y Fianzas	1 800	0	1	1	1	0	1 800	1 800	1 800
4 Jefe Comercial	1 900	0	1	1	1	0	1 900	1 900	1 900
5 Ing. Operaciones	1 500	1	1	1	1	1 500	1 500	1 500	1 500
6 Superv. Operación	1 100	1	4	5	7	1 100	4 400	5 500	7 700
7 Mantenimiento	800	0	2	3	4	0	1 600	2 400	3 200
8 Asist. Adm Comer.	1 000	0	0	0	1	0	0	0	1 000
TOTAL			11	13	17	7 100	15 700	17 600	21 600

NOTA:
 (1) Requerimientos de personal de la etapa Pre-operativa, asociados al entrenamiento y preparación de los empleados durante el año previo al inicio de operaciones.

FUENTE:
 [1] Costos unitarios obtenidos por pesquisas hechas en el mercado laboral.
 [2] Los requerimientos de personal se han obtenido del Cuadro 3.2, Capítulo 3: Estudio Técnico.

CAPITULO 7: ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO

El presente capítulo incluye la siguiente información: (i) los costos de inversión, los impuestos relacionados y el cronograma de desembolso; (ii) las fuentes y condiciones del financiamiento; (iii) los presupuestos de ingresos y egresos operativos; y finalmente, (iv) los estados financieros respectivos, tales como Estados de Ganancias y Pérdidas (EGP), los Flujos de Caja (FC) y el Balances General (BG). Como resultado del estudio se incluye el costo de oportunidad del capital, el análisis económico y financiero de la empresa, el análisis económico de los accionistas, algunos escenarios de sensibilidad y algunos indicadores de rentabilidad.

7.1 INVERSIONES

Las inversiones requeridas son clasificadas para fines de su análisis en: (i) inversión; (ii) tributos relativos a la inversión; y, (iii) capital de trabajo para la fase de operación.

7.1.1 Inversión

La inversión ha sido dividida en las siguientes fases:¹⁶⁷

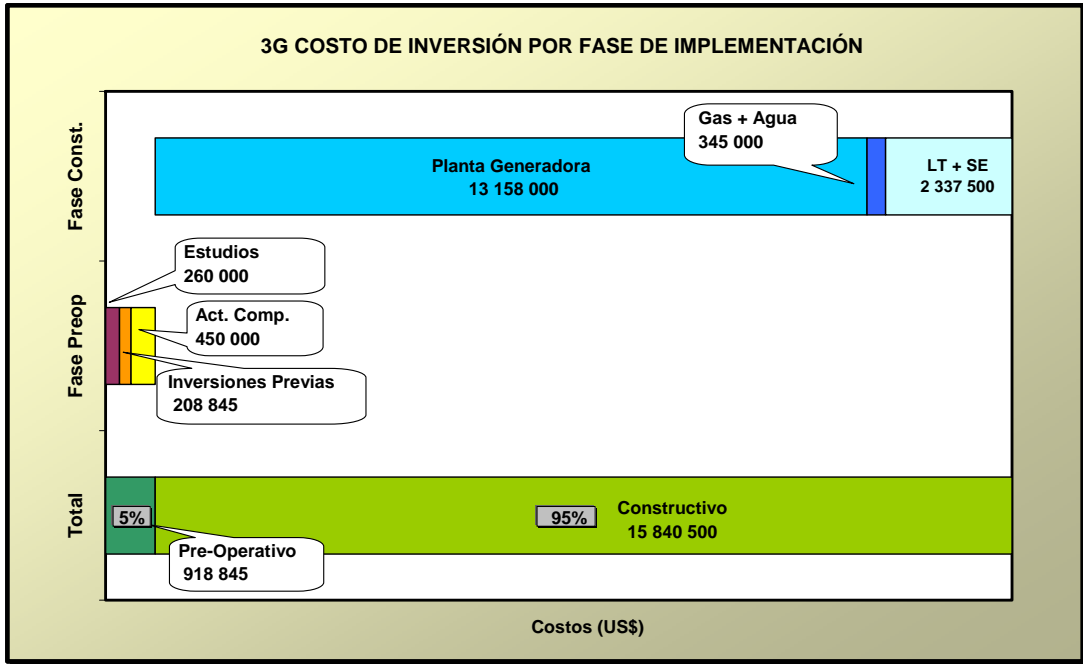
- Gastos Fase Pre-Operativa.¹⁶⁸ Éstos incluyen las siguientes tareas o actividades.
 - Estudios;
 - Inversiones Previas; y,
 - Actividades Complementarias.
- Gastos Fase Constructiva.¹⁶⁹ Éstos incluyen las siguientes tareas o actividades.
 - Contrato EPC Planta, en sus 3 Etapas;
 - Contrato EPC Líneas de Transmisión y Subestaciones; y,
 - Contrato EPC Abastecimiento de Gas Natural, Agua y Telecomunicaciones.

En la **Gráfica 7.1**, **Gráfica 7.2** y **Gráfica 7.3** se observa los montos involucrados para cada una de las dos fases de implantación. Desde otro punto de vista, para ver los gastos de inversión involucrados según la etapa de implantación del proyecto CTP, se presenta la **Gráfica 7.4**.

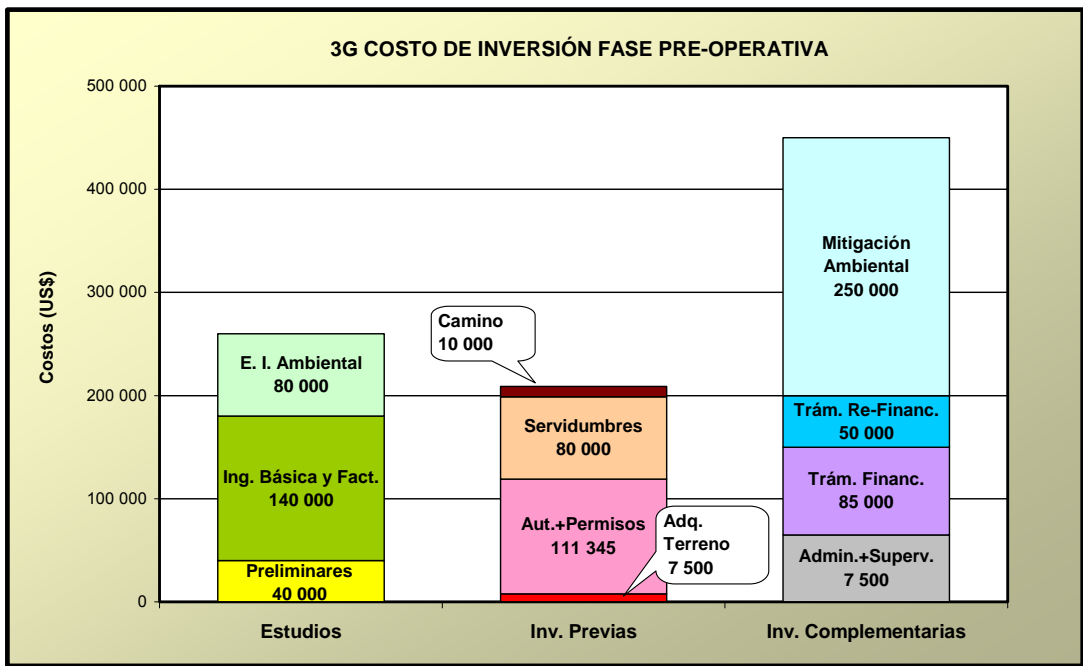
¹⁶⁷ Estas tareas son coincidentes con las analizadas en capítulos anteriores. Véase CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO, temas 3.3 PROCESO PRODUCTIVO y 3.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA.

¹⁶⁸ Véase CAPITULO 3:ESTUDIO TÉCNICO, tema 3.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA, Cuadro 3.4: Costos de Implementación - Tareas Preoperativas.

¹⁶⁹ Véase CAPITULO 3:ESTUDIO TÉCNICO, tema 3.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA, Cuadro 3.5: Costos de Implementación - Tareas Constructivas; Cuadro 3.6: Costos Detalle -Planta Generadora; Cuadro 3.7: Costos Detalle – Suministro de Gas y Agua y Cuadro 3.8: Costos Detalle - Líneas De Transmisión y Subestaciones (SE)



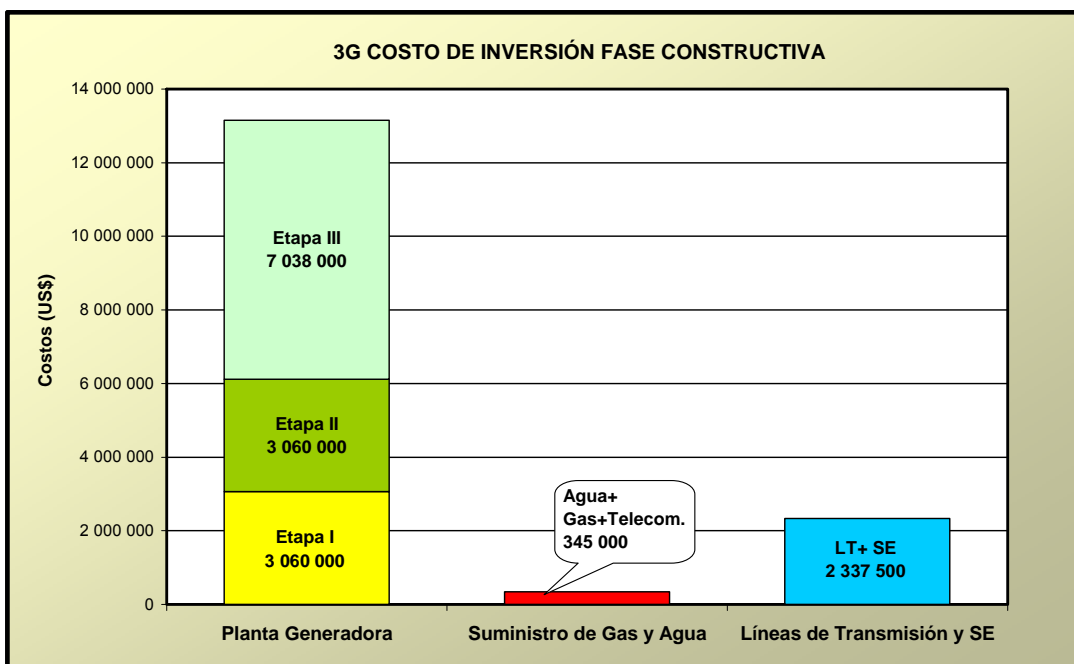
Gráfica 7.1: 3G - Costo de Inversión por Fase de Implementación ¹⁷⁰



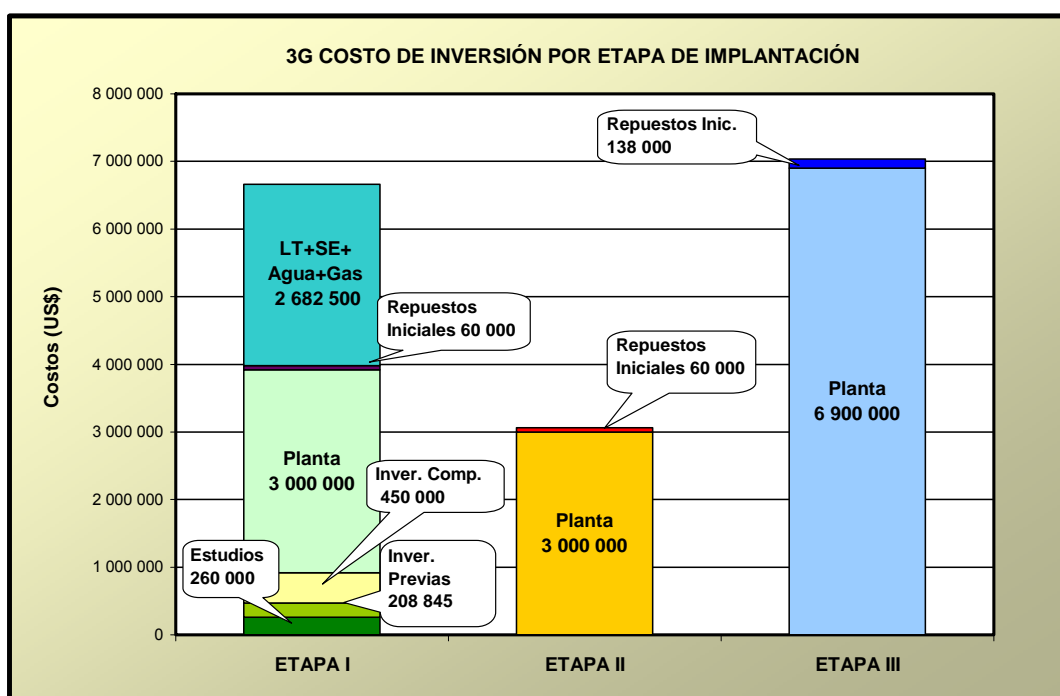
Gráfica 7.2: 3G - Costo de Inversión Fase Pre-Operativa ¹⁷¹

¹⁷⁰ Para información de detalle véase el Cuadro 3.4: Costos de Implementación - Tareas Preoperativas y Cuadro 3.5: Costos de Implementación - Tareas Constructivas, en el CAPITULO 3:ESTUDIO TÉCNICO, Acápite 3.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA.

¹⁷¹ Para información de detalle véase el Cuadro 3.4: Costos de Implementación - Tareas Preoperativas, en el CAPITULO 3:ESTUDIO TÉCNICO.



Gráfica 7.3: 3G - Costo de Inversión Fase Constructiva ¹⁷²



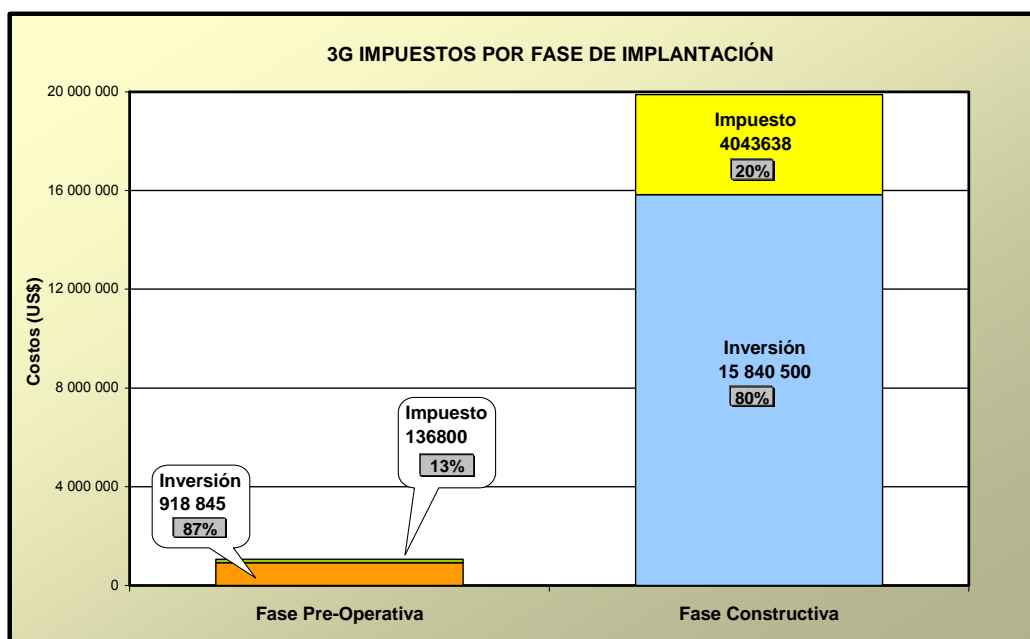
Gráfica 7.4: 3G - Costo de Inversión por Etapa de Implantación ¹⁷³

¹⁷² Para información de detalle véase el Cuadro 3.5: Costos de Implementación - Tareas Constructivas, en el CAPITULO 3:ESTUDIO TÉCNICO.

¹⁷³ Para información de detalle véase el Cuadro 3.4: Costos de Implementación - Tareas Preoperativas y Cuadro 3.5: Costos de Implementación - Tareas Constructivas, en el CAPITULO 3:ESTUDIO TÉCNICO, Acápite 3.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA.

7.1.2 Impuestos Fase Pre-Operativa y Constructiva

En principio, todos los gastos incurridos en la fase pre-operativa y constructiva se encuentran sujetos al pago del Impuesto General a las Ventas (IGV), con la excepción de los costos de trámites de autorizaciones y permisos. La tasa considerada en el análisis es de 19%. Asimismo, los gastos incurridos en la fase constructiva relacionados con la importación del equipamiento se encuentran sujetos al pago del impuesto arancelario (AV). Las tasas netas consideradas varían según las partidas arancelarias a las que corresponden los diferentes equipos y materiales, a saber: (i) planta de generación 4%; (ii) repuestos iniciales 12%; y, (iii) abastecimiento de gas, agua, líneas de transmisión y subestaciones 12%.



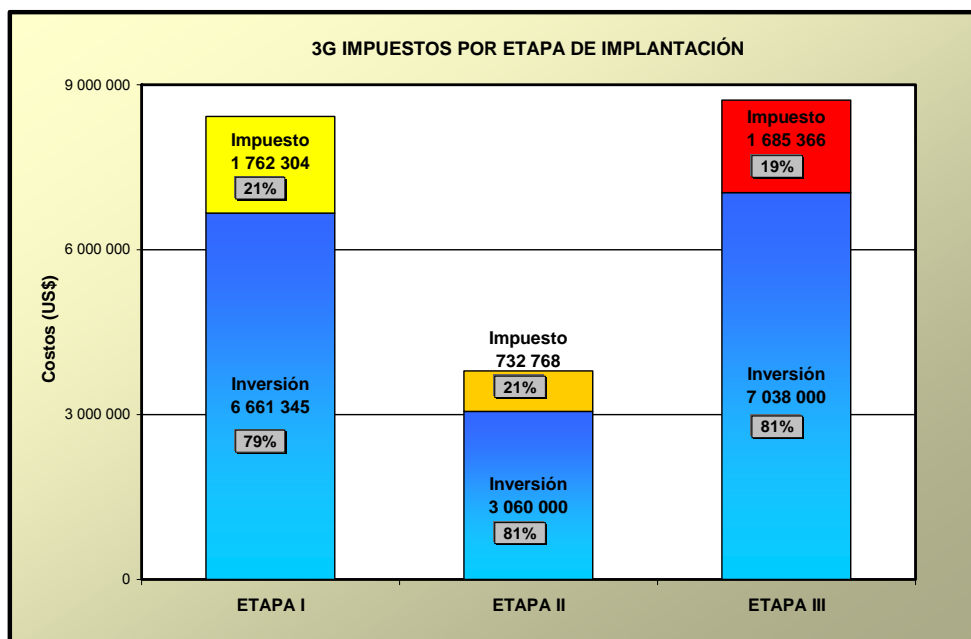
Gráfica 7.5: 3G - Impuestos por Fase de Implantación ¹⁷⁴

En la **Gráfica 7.5** se presentan los impuestos relacionados a los gastos incurridos en la fase pre-operativa y constructiva. Se presenta también la **Gráfica 7.6**, donde se detalla los impuestos por etapa de implantación. Para fines tributarios posteriores, estos impuestos se han clasificado según se trate de impuestos a los activos fijos y a los activos intangibles. Además, los costos en intangibles se consideran como gasto y los costos de los activos fijos se encuentran sujetos a la correspondiente depreciación.¹⁷⁵ Se señala también, que para fines del pago de los derechos aduaneros (AV) considera el máximo fraccionamiento permitido por la legislación, es decir, 3 años.

Con relación al IGV incurrido en la etapa de implantación, se considera la utilización del mecanismo establecido por la legislación de la devolución anticipada (*drawback*) de dicho tributo, que incluye el período comprendido entre los años -2 a 0 del proyecto.

¹⁷⁴ Para información de detalle véase los Cuadros A-7.2 del Anexo.

¹⁷⁵ Según la clasificación por tareas señalada en el CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO, tema 3.3 PROCESO PRODUCTIVO, los gastos en la adquisición del terreno y la construcción del camino se realizan en la etapa pre-operativa, que en general corresponde a intangibles. Sin embargo, en este caso éstos son considerados activos fijos.



Gráfica 7.6: 3G - Impuestos por Etapa de Implantación ¹⁷⁶

7.1.3 Capital de Trabajo

Como tantas veces señalado, el insumo básico para la producción de la electricidad es el gas natural y éste no se almacena en la planta CTP. En esta medida, tanto el insumo básico para la operación, como el producto final no se almacenan y por ende no se requiere de un inventario. Como señalado el inventario de agua no tiene costo de adquisición. Los otros costos incurridos en la producción, que sin ser insumos intervienen en la actividad operativa, corresponden a personal, lubricantes, repuestos, y otros menores, así como servicios que en gran medida son tercerizados.

Todos estos costos incurridos en la producción son transados en forma mensual, al igual que el producto final. Es decir, que en principio la rotación del capital es aproximadamente en un mes. En esta medida, el capital de trabajo requerido para la operación de la planta CTP corresponde a un período mensual. Así, se tendría que considerar exclusivamente el capital de trabajo requerido para el primer mes de iniciada cada etapa de operación.

Sin embargo, dado que todos los costos de producción son relativamente bajos -con la sola excepción del gas natural-,¹⁷⁷ el capital de trabajo requerido corresponde a aquel que sirva para cubrir todos los gastos operativos con la excepción del gas natural. El requerimiento de capital de trabajo para el primer mes de la Etapa I de operación alcanza el monto de US\$ 45 900.¹⁷⁸

¹⁷⁶ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.2 del Anexo.

¹⁷⁷ Véase CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO, tema FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA, Cuadro 3.10: Costos Operativos Fijos Anuales; Cuadro 3.11: Costos Operativos Variables Anuales; y, Cuadro 3.12: Costos Operativos Totales Anuales.

¹⁷⁸ El monto requerido de capital de trabajo para el primer mes de la Etapa I, II y III de operación alcanza la suma de k*US\$ 45,9; k*US\$ 59,6 y k*US\$ 76,6, respectivamente. Como se observará posteriormente, estos montos corresponden a 1,39%; 0,85% y 0,74% de los ingresos anuales por ventas.

De esta manera, se deduce que para fines de mantener el capital de trabajo lo más bajo posible, es fundamental que en la negociación de los contratos de compra del gas y de venta de la electricidad, se establezca un menor plazo de cobranza de las cuentas por venta de electricidad que aquel que corresponde al pago por el consumo del gas natural.

7.1.4 Cronograma de Inversiones

Por la característica de implantación del proyecto en diferentes etapas, el período de desembolso de los montos relativos a las inversiones es relativamente largo. Este período cubre plazos desde antes del inicio de las operaciones comerciales, hasta bien entrada la fase de operación. En el cronograma de inversiones se reconoce claramente las Etapas I, II, y III de implantación del proyecto. Así se puede señalar que los desembolsos correspondientes a la Etapa I cubren desde el año -2 hasta el año 1 (2004 a 2007), la Etapa II va desde el año 1 hasta el año 3 (2007 a 2009) y, la Etapa III incluye desde el año 4 hasta el año 6 (2010 a 2012).

El detalle del cronograma de desembolsos por las inversiones directas se muestra en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del Anexo, que incluye los principales rubros de la inversión, a saber, gastos en fase pre-operativa y fase constructiva. Considerando que en adición a los desembolsos por inversiones, otro gran rubro de los desembolsos corresponde al pago de los tributos involucrados a la implantación del proyecto, se ha incluido el cronograma de desembolsos por impuestos, tanto el general a las ventas (IGV), como el de derechos arancelarios a la importación (AV). (Véase el **Cuadro 7.1**).

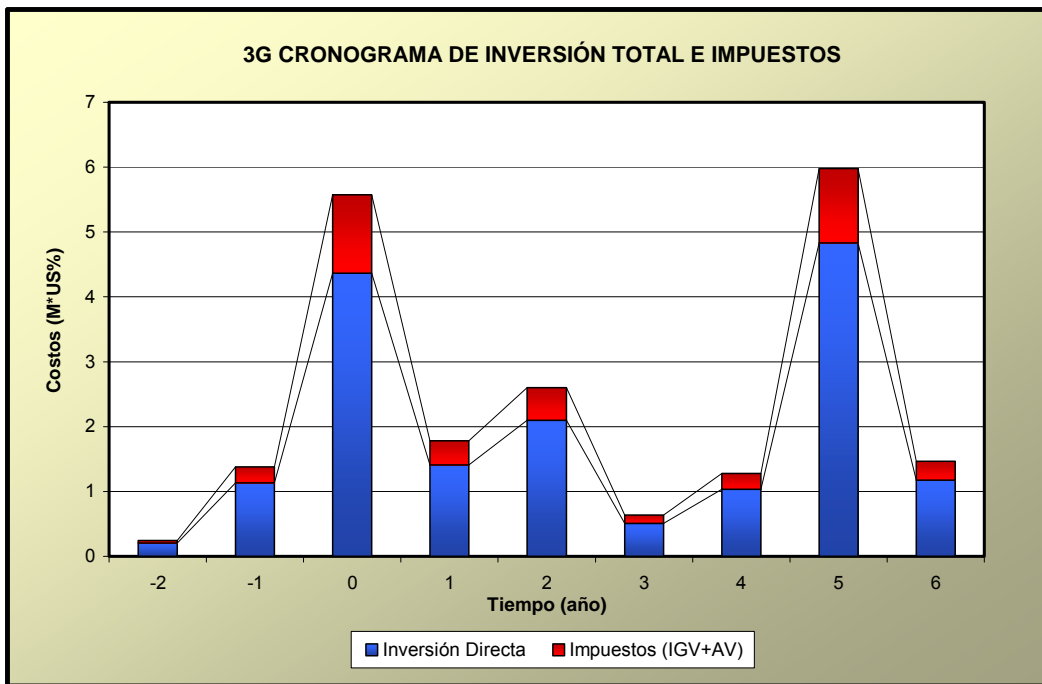
El cronograma de desembolsos de las inversiones totales y del pago de los respectivos impuestos se observa en la **Gráfica 7.7**. Como se puede observar, los mayores desembolsos se realizan en los años 0, 2 y 5, que coinciden con los años previos a la puesta en marcha de cada una de las tres etapas de la central CTP.

Cuadro 7.1: 3G - Gastos Tributarios por Inversiones de Implantación y Cronograma

GASTOS TRIBUTARIOS POR INVERSIONES DE IMPLANTACIÓN Y CRONOGRAMA											
TRIBUTOS	MONTOS [US\$]									TOTAL	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6		
Intangibles											134 900
IGV	38 950	30 400	53 200	12 350	0	0	0	0	0	0	134 900
Activos											4 045 538
AV	0	55 800	322 065	89 235	84 000	25 200	41 400	193 200	57 960		868 860
IGV	0	157 852	837 129	272 243	414 960	101 688	204 516	954 408	233 882		3 176 678
TOTAL											4 180 438
AV	0	55 800	322 065	89 235	84 000	25 200	41 400	193 200	57 960		868 860
IGV	38 950	188 252	890 329	284 593	414 960	101 688	204 516	954 408	233 882		3 311 578

NOTA:
 (1) IGV = 19%.
 (2) AV = Planta de generación 4%
 Repuestos iniciales 12%
 Abastecimiento de gas, agua, líneas de transmisión y subestaciones 12%

FUENTE:
 [1] Elaboración sobre la base del Cuadro A-7.1 del Capítulo 7



Gráfica 7.7: 3G - Cronograma de Inversión Total e Impuestos ¹⁷⁹

¹⁷⁹ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.2 del Anexo.

7.2 FINANCIAMIENTO

7.2.1 Estructura del capital

La estructura del capital requerido para el proyecto, se basa en los siguientes principios:

- La financiación se realizará por el sistema de financiamiento *Project Financing*.¹⁸⁰
- El financiamiento de los contratos EPC se realizarán con créditos de largo plazo.
- El aporte de capital de los accionistas deberá ser el mínimo requerido para el *project Financing*, así como para cubrir los costos de mayor riesgo del proyecto.¹⁸¹

Sobre la base de los principios señalados y considerando las cualidades del proyecto, los usos y costumbres de la banca de inversión nacional y extranjera, los flujos de caja durante la etapa pre-operativa, constructiva y de operación, los montos de inversión de riesgo al inicio del proyecto, así como los montos por pagar en tributos, se plantea que el capital social de la empresa 3G debería representar alrededor de 20% del capital total requerido.^{182 183} Los flujos de caja, estados de ganancias y pérdidas y los balances de 3G, tomarán en consideración esta característica.

7.2.2 Financiamiento de la Inversión

El financiamiento de la inversión se realizará durante la implantación, sobre la base de 3 fuentes.

- Los gastos de la fase pre-operativa se financiarán con los aportes de los accionistas promotores del emprendimiento. (Véase **Gráfica 7.8**, **Gráfica 7.9** y **Gráfica 7.10**)
- Los gastos de la fase constructiva se costearán con préstamos de terceros.
- Los gastos involucrados con los tributos serán cubiertos con el financiamiento de los aportes de los accionistas y de los recursos propios generados por la empresa.

Los acápites a continuación plantean las consideraciones para el financiar los contratos EPC.

7.2.2.1 Fuentes del Financiamiento

El financiamiento de contratos EPC puede tener múltiples fuentes: (i) crédito directo del proveedor; (ii) banca de promoción de las exportaciones de los países desarrollados para los productos de su país de origen; (iii) banca de inversión; (iv) banca multilateral; y, (v) banca nacional, sin descartar en todos los casos que se presente una combinación de varias fuentes. Aunque se ha programado que la implantación se realizará con tres contratos EPC, no se descarta que la opción ganadora del concurso para los contratos, sea una sola. En el concurso por los contratos, se establecerá la

¹⁸⁰ El sistema de financiamiento *Project Financing* es aquel aplicado a los proyectos que por sus características no requieren de garantías específicas por los préstamos a recibir, sean éstas otorgadas por los promotores del proyecto o por la empresa receptora del crédito. Las garantías están plasmadas por el Flujo de Caja del proyecto y por la reputación que cuentan en la banca los promotores. Como sistema de financiamiento alternativo, se cuenta con el de financiamiento empresarial (*Corporate Financing*) donde la empresa receptora del crédito o los accionistas de la misma, deben incluir garantías adicionales a las cualidades del proyecto a modo de aval por el préstamo.

¹⁸¹ Se entiende por costos de mayor riesgo a aquellos involucrados hasta antes de la suscripción de los contratos de financiamiento (básicamente los costos pre-operativos).

¹⁸² En el ámbito nacional e internacional de financiamiento de proyectos de generación, el *project financing* se suele encontrar en el ratio de 1 a 4, es decir, 20% de capital de los promotores y 80% de financiamiento externo.

¹⁸³ Véase CAPITULO 5: ESTUDIO LEGAL, el tema 5.1.4 Conformación del capital social.

condición que los contratistas EPC incluyan en sus ofertas el financiamiento del proyecto. Bajo las condiciones señaladas, los postores de los contratos EPC suelen recurrir al financiamiento de la banca de promoción de exportación de su país de origen, que con la banca comercial local, como vehículo de distribución de riesgo, establecen las condiciones para el financiamiento.¹⁸⁴

7.2.2.2 Condiciones del Financiamiento

Para el análisis posterior, se considera que el financiamiento corresponde a los tres contratos EPC originalmente señalados, ya que éstos tienen características diferentes, tanto en lo relativo a los plazos de desembolsos, como a los plazos de provisión y puesta en operación. Así mismo, se plantea que los contratos financieros suscritos para la implantación del proyecto CTP, serán reestructurados en el segundo semestre de iniciada la Etapa I de operación.¹⁸⁵ De esta manera, se aprovecha el hecho que la planta para ese momento ya arroja un flujo de caja positivo y se puede demostrar que el riesgo del préstamo ha disminuido. Es así, que se logra un objetivo sustancial: (i) disminuir la tasa del préstamo manteniendo los mismos plazos; o, (ii) ampliar los plazos del préstamo, manteniendo el mismo interés. Si se logran ambos objetivos, sería lo óptimo.

I EPC Planta

Conociendo el período relativamente largo de implantación del contrato EPC Planta, en tres etapas, y la inversión asociada, se toman en cuenta las siguientes condiciones de financiamiento:

- Desembolso: En armadas parciales (años -1 a +6 inclusive).
- Plazo de Repago: 10 años → 2 de gracia para el principal e interés (años +1 a +8).
- Cuotas: Total 4 iguales y fijas por año.
- Tasa de interés: Anual de LIBOR de LP (3%) y una sobre-tasa (5%), total 8%.
- Comisión de Adm.: Única, aplicable al cierre financiero de 1%.

II EPC Suministro Gas y Agua

Dado que la implantación del contrato EPC Suministro de Gas y Agua se da en una sola etapa, se fijan las siguientes condiciones de financiamiento:

- Desembolso: En armadas parciales (años 0 y +1).
- Plazo de Repago: 4 años → 1 de gracia para el principal e interés (años +1 a +3).
- Cuotas: Total 4 iguales y fijas por año.
- Tasa de interés: Anual de LIBOR de LP (3%) y una sobretasa (5,5%), total 8,5%.
- Comisión de Adm.: Única, aplicable al cierre financiero de 1,1%.

¹⁸⁴ Cada contrato EPC incluyen las siguientes condiciones: (i) monto a suma alzada y sin reajuste de precios; (ii) plazo de implantación definido; (iii) garantía de calidad y de eficiencia operativa. Así mismo, involucra en su alcance las siguientes actividades: (i) diseño de detalle y de taller; (ii) fabricación de equipos; (iii) provisión de equipos, repuestos iniciales; materiales consumibles y combustibles; (iv) transporte desde fábrica hasta la localización del proyecto; (v) provisión de mano de obra, personal técnico, profesional, de control y administración de obra; (vi) construcción de obras civiles y estructurales; (vii) montaje mecánico, eléctrico y electrónico; (viii) pruebas parciales y en vacío totales; y, (ix) puesta en marcha de las instalaciones. Se incluye el compromiso de mantener en sus propios almacenes y suministrar durante el plazo de 20 años, los repuestos y la mano de obra necesarios para realizar el mantenimiento preventivo, correctivo y *overhaul*. Se excluye del alcance del contrato EP el trámite de aduana y el pago de los tributos de importación, que corren por cuenta de 3G.

¹⁸⁵ Véase las Actividades 9 y 14 del tema 3.3 PROCESO PRODUCTIVO, Acápito 3.3.1 Tareas pre-operativas, Numeral 3.3.1.111 Actividades Complementarias. Véase además el Cuadro 3.3: Cronograma de Implantación – Pre-operativo y Constructivo, en el tema 3.6 CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN. Todo esto señalado en CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO,

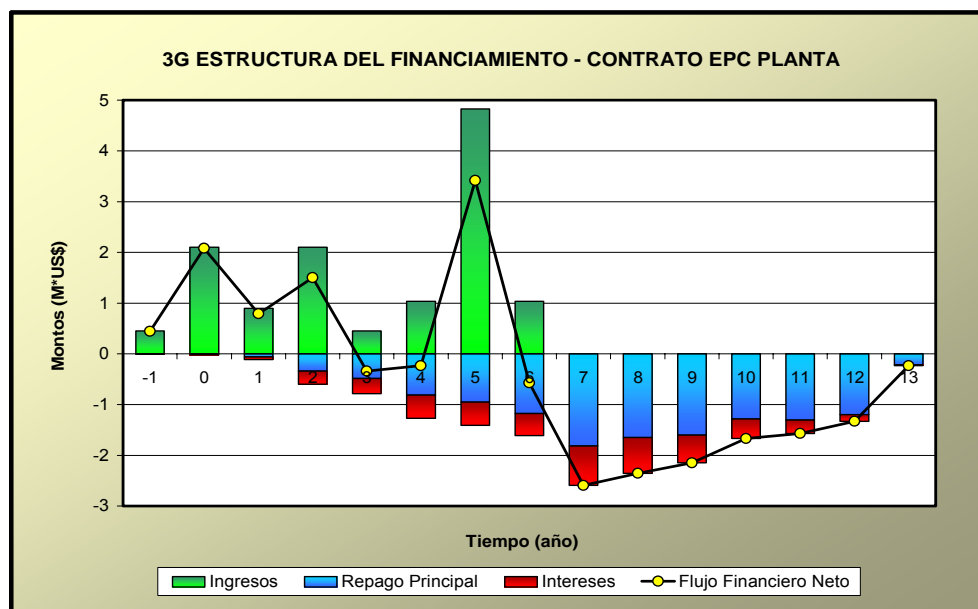
III EPC Líneas de Transmisión y Subestaciones

Considerando la implantación del contrato EPC Líneas de Transmisión y Subestaciones en una sola etapa y el monto de inversión, se considera las siguientes condiciones de financiamiento.

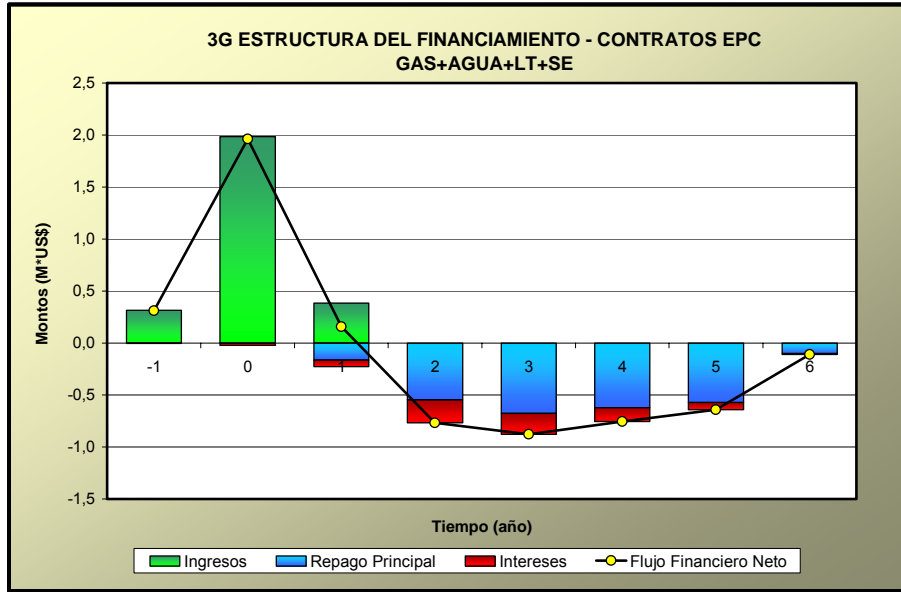
- Desembolso: En armadas parciales (años -1 a +1).
- Plazo de Repago: 6 años → 2 de gracia para el principal e interés (años +1 a +4).
- Cuotas: Total 4 iguales y fijas por año.
- Tasa de interés: Anual de LIBOR de LP (3%) y una sobretasa (5%), total 8%.
- Comisión de Adm.: Única, aplicable al cierre financiero de 1%.

IV Montos y Flujos del Financiamiento

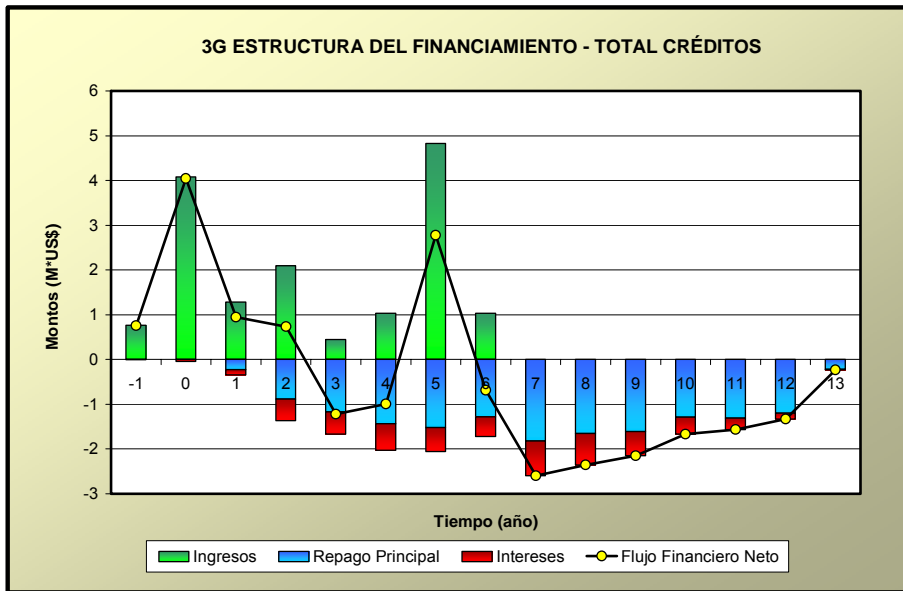
Los montos parciales y totales, así como el flujo de los desembolsos de cada uno de los préstamos, son coincidentes con los flujos de pago de los contratos EPC. El monto total del préstamo para el contrato EPC Planta es de US\$ 12 900 000, los intereses son US\$ 6 325 000 y la cuota fija anual de repago es de US\$ 2 403 000. La información correspondiente al contrato EPC (i) Suministro de Gas y Agua, es US\$ 345 000, US\$ 76 000 y US\$ 140 000 y; (ii) Líneas de Transmisión y Subestaciones es US\$ 2 338 000, US\$ 696 000 y US\$ 607 000. El resultado de los tres préstamos que financian todos los contratos EPC alcanza un total de US\$ 15 583 000 y los intereses se elevan a US\$ 7 097 000. Dado los diferentes plazos aplicables a la devolución de los préstamos, las cuotas de repago varían por años, así, para los años del proyecto +1 a +3 es US\$ 3 150 000, para los años 4 y 5 es US\$ 3 010 000 y para los años 6 a 8 es US\$ 2 403 000. Con la reestructuración del crédito se obtiene la ampliación del plazo de pago y la variación del sistema de amortización que se observa en la **Gráfica 7.8, 7.9 y 7.10**



Gráfica 7.8: 3G - Estructura del Financiamiento – Contrato EPC Planta ¹⁸⁶



Gráfica 7.9: 3G - Estructura del Financiamiento – Contratos EPC Gas+Agua+LT+SE ¹⁸⁷



Gráfica 7.10: 3G - Estructura del Financiamiento – Total Créditos ¹⁸⁸

7.2.3 Financiamiento del Capital de Trabajo

Como señalado,¹⁸⁹ por la magnitud requerida en cada una de las etapas de operación, el financiamiento del capital de trabajo provendrá de dos fuentes. El capital necesario para el arranque de la operación de la Etapa I saldrá del aporte de los accionistas y el requerido en el primer mes de las Etapas II y III, vendrá de los recursos auto-generados por 3G.

¹⁸⁷ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.3 del Anexo..

¹⁸⁸ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.3 del Anexo..

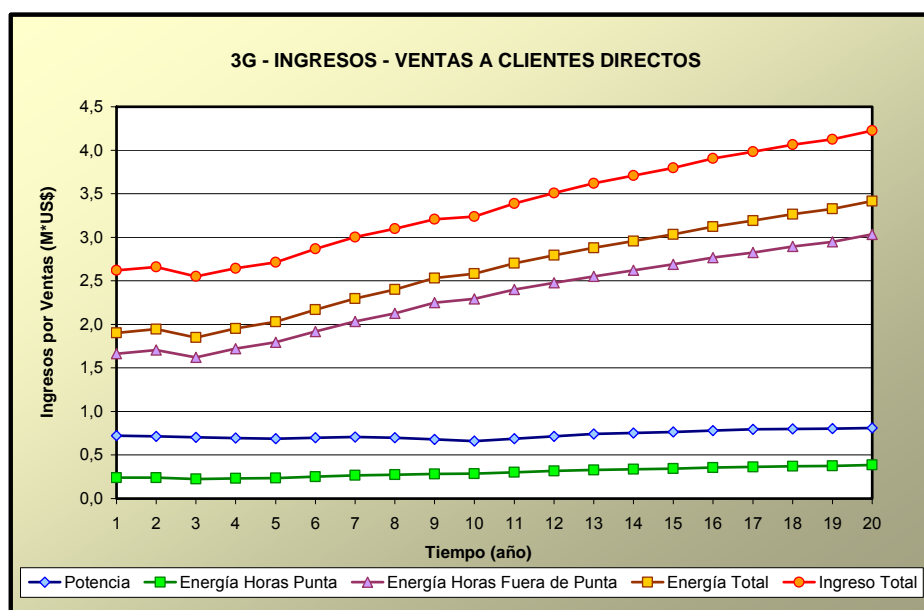
¹⁸⁹ Véase el tema 7.1 INVERSIONES, Acápites 7.1.3 Capital de Trabajo.

7.3 PRESUPUESTOS

Los presupuestos de ingresos y egresos se plantean en valores constantes y en moneda extranjera, para el caso [US\$]. Los presupuestos son elaborados para un horizonte de análisis de veinte años de operación (2007 a 2026) y excluyen el impuesto IGV de compra y venta.

7.3.1 Presupuestos de Ingresos

El presupuesto de ingresos se elabora sobre la base de la producción de electricidad¹⁹⁰ por cada una de las tres etapas de implantación de la operación y considerando los precios de venta de la potencia y energía en sus diferentes bloques horarios¹⁹¹ y a los diferentes tipos de mercado. Se recuerda los siguientes elementos de juicio para analizar el presupuesto de ingresos de la empresa 3G: (i) la producción de electricidad se encuentra sujeta a la programación que realice COES según la prelación de los costos variables de producción; (ii) la producción de electricidad se mantiene constante en los años que corresponden a cada etapa de implantación, sin embargo, la curva de demanda de los clientes directos de la empresa varía anualmente, por lo tanto, el resultado de las transacciones en el mercado MI varía anualmente; y, (iii) los precios, tanto de la energía en HP y HFP, como de la potencia, varían anualmente hasta lograr un cierto grado de estabilización en el tiempo. En la **Gráfica 7.11**, **Gráfica 7.12** y **Gráfica 7.13** se muestran los presupuestos de ingresos por tipo de mercado, es decir, por transacciones con ML, MI y por ingresos totales.



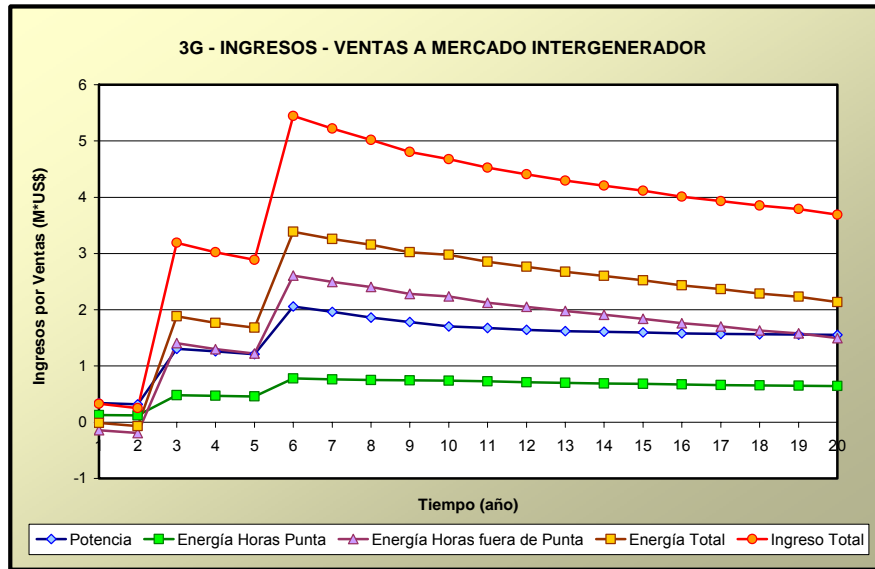
Gráfica 7.11: 3G - Ingresos - Ventas a Clientes Directos¹⁹²

¹⁹⁰ Véase CAPITULO 2:ESTUDIO DE MERCADO, tema 2.4 ANÁLISIS DE MERCADO DEL PROYECTO:

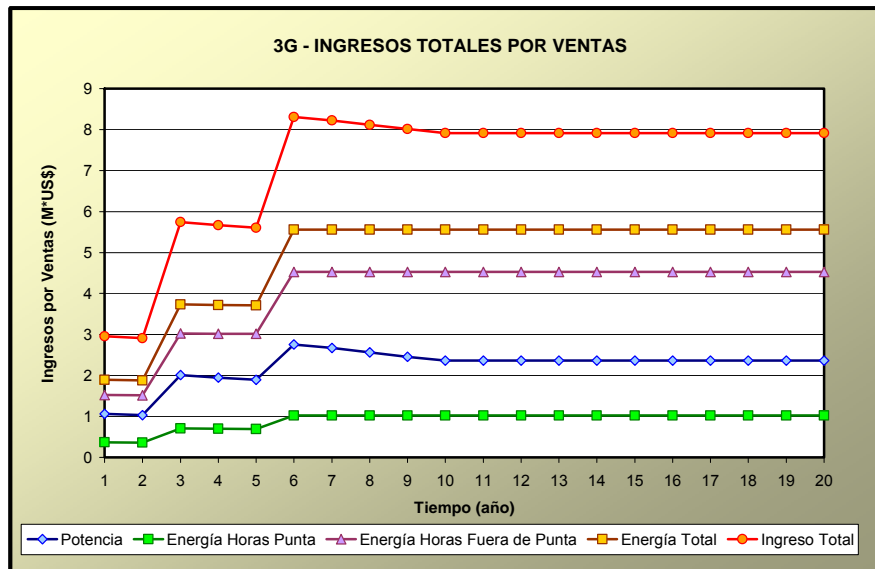
- Acápites 2.4.1.2 Demanda para el Proyecto, Gráfica 2.23: Demanda Total de Potencia de Clientes y Gráfica 2.24: Demanda Total de Energía de Clientes .
- Acápites 2.4.2.2 Potencia – Instalada y Balance, Gráfica 2.26: Oferta y Balance de Potencia – Mercado Intergeneradores .
- Acápites 2.4.2.3 Energía – Producción y Balance Gráfica 2.28: Oferta y Balance de Energía – Mercado Intergeneradores .

¹⁹¹ Véase el CAPITULO 2:ESTUDIO DE MERCADO, tema 2.5 PRECIOS, Acápites 2.5.3 Precios Proyectados, Gráfica 2.35: Precios de Referencia Barra Independencia .

¹⁹² Para información de detalle véase el Cuadro A-7.4 del Anexo.



Gráfica 7.12: 3G - Ingresos - Ventas a Mercado Intergenerador ¹⁹³

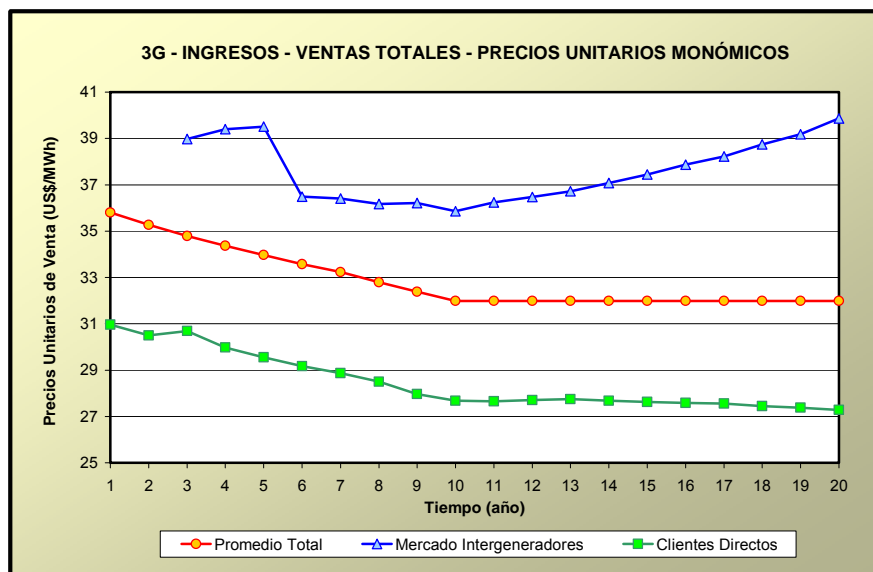


Gráfica 7.13: 3G - Ingresos Totales por Ventas ¹⁹⁴

En la **Gráfica 7.14** se muestra el presupuesto de ingresos totales de la empresa 3G considerando los precios unitarios monómicos de venta por cada tipo de mercado. Esta gráfica muestra la ventaja de contar con un portafolio de clientes y diferentes mercados donde colocar el producto.

¹⁹³ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.4 del Anexo.

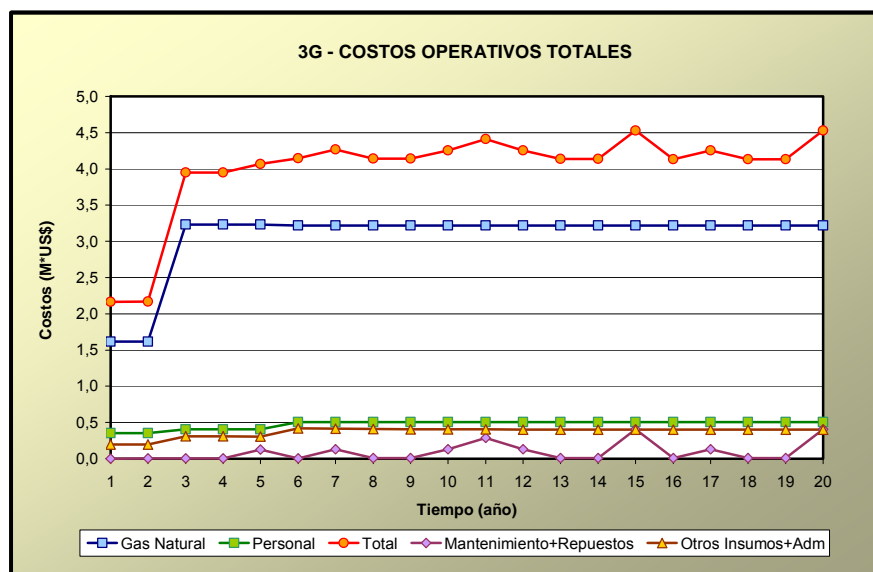
¹⁹⁴ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.4 del Anexo.



Gráfica 7.14: 3G - Ingresos - Precios Unitarios Monómicos ¹⁹⁵

7.3.2 Presupuestos de Egresos

El presupuesto de egresos se elabora sobre la base de los costos de operación fijos y variables, por cada etapa de implantación, considerando los precios de compra de los insumos, los costos de los servicios tercerizados, y los repuestos utilizados para el mantenimiento de *overhaul*. ¹⁹⁶



Gráfica 7.15: 3G - Costos Operativos ¹⁹⁷

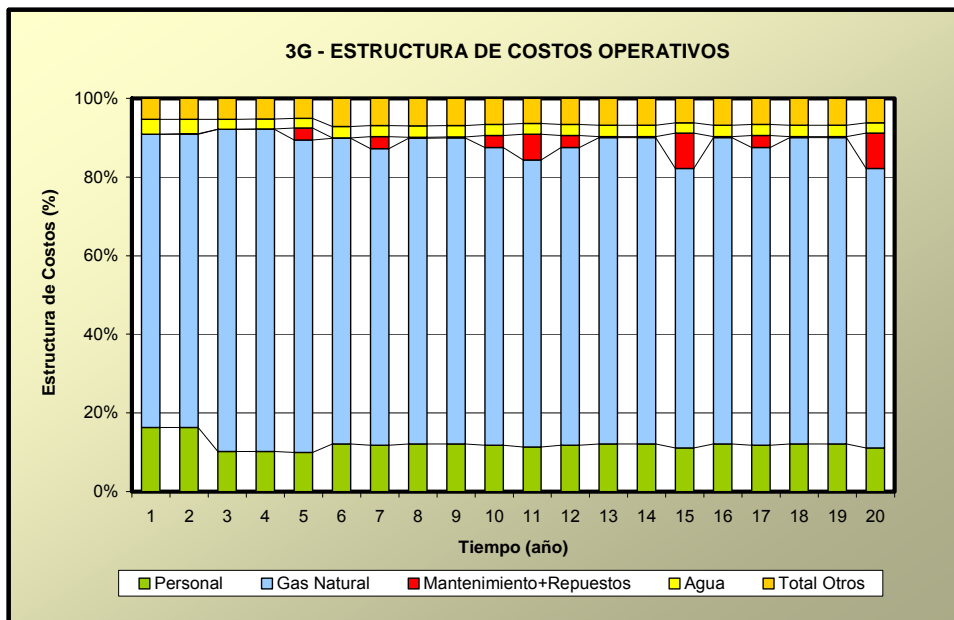
¹⁹⁵ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.4 del Anexo.

¹⁹⁶ Véase las siguientes referencias, CAPITULO 3:ESTUDIO TÉCNICO:

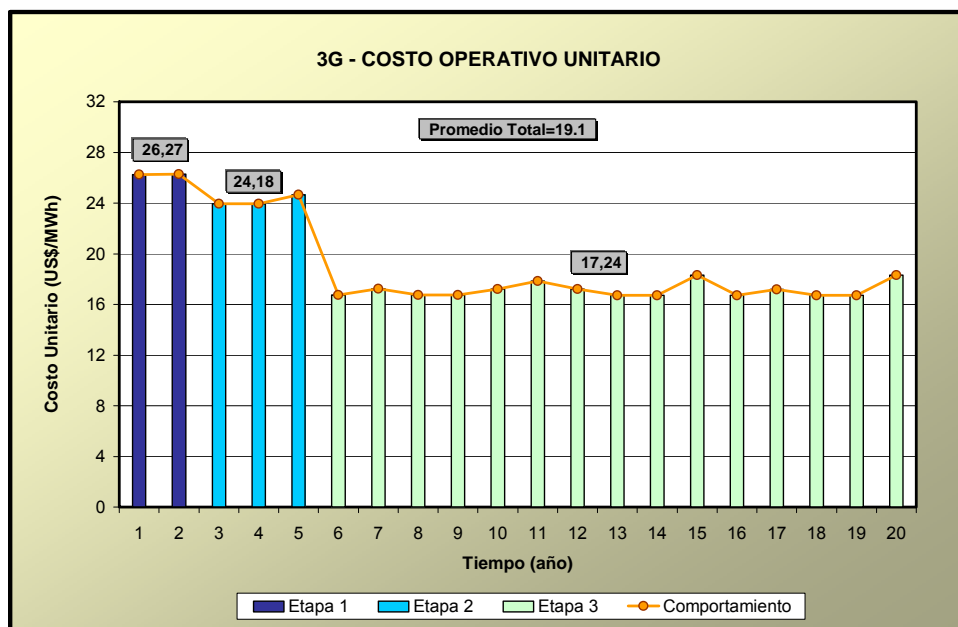
- Tema 3.5 REQUERIMIENTOS DEL PROCESO Acápites: (i) 3.5.1 Materias primas; (ii) 3.5.2 Materiales; (iii) 3.5.3II Numeral 3.5.3II Demanda de Mano de obra durante la Operación;(iv) Cuadro 3.2: Requerimientos de personal durante operación; y, (v) 3.5.4 Servicios
- Tema 3.7 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA, Acápites (i) 3.7.2.2 Costos de Operación; (ii) Cuadro 3.10: Costos Operativos Fijos Anuales; (iii) Cuadro 3.11: Costos Operativos Variables Anuales; y, (iv) Cuadro 3.12: Costos Operativos Totales Anuales

¹⁹⁷ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.5; A-7.6 y A-7.7 del Anexo.

En la **Gráfica 7.15**, **Gráfica 7.16** y **Gráfica 7.17** se muestran (i) el presupuesto de egresos por tipo de desembolso; (ii) la estructura de los costos operativos; y, (iii) el costo operativo unitario asociado al valor monómico de la electricidad. En esta última gráfica se observa el salto que se obtiene en los egresos de la empresa 3G al contar con 3 etapas de implantación del proyecto.



Gráfica 7.16: 3G - Estructura de Costos Operativos ¹⁹⁸



Gráfica 7.17: 3G - Costo Operativo Unitario ¹⁹⁹

¹⁹⁸ Para información de detalle véase el Cuadro Cuadro A-7.5; A-7.6 y A-7.7 del Anexo.

¹⁹⁹ Para información de detalle véase el Cuadro Cuadro A-7.5; A-7.6 y A-7.7 del Anexo.

7.3.3 Punto de Equilibrio

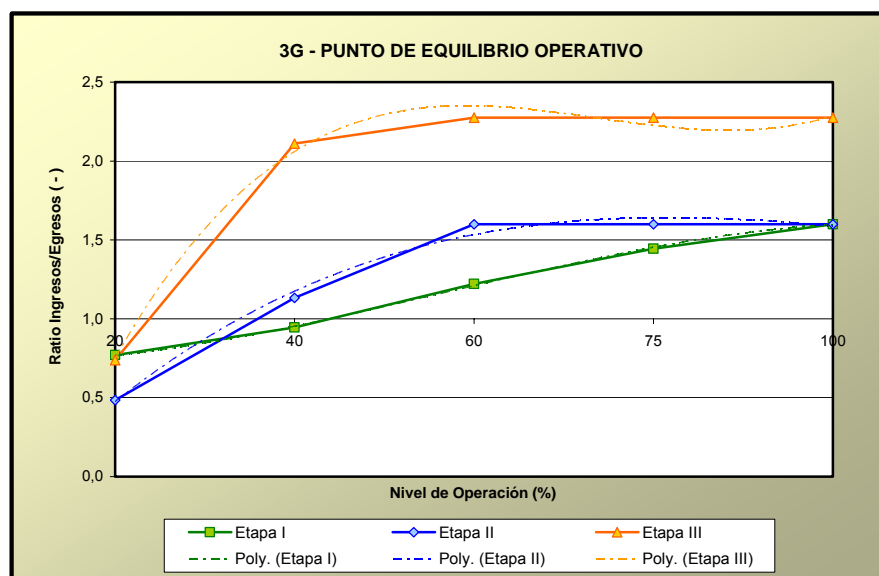
En el estudio de proyectos es clásico realizar el cálculo del punto de equilibrio de los ingresos y egresos derivados de la variación del volumen de producción. Sin embargo, para el caso de las plantas de generación en Perú, como consecuencia de la legislación aplicable, este cálculo no es tan simple e implica las siguientes consideraciones previas:

- Que el volumen de producción, es decir, el despacho de electricidad generada, no depende de la empresa, sino de la programación que COES realiza para SEIN.
- Que el despacho, programado por el COES, está sujeto a la prelación de los costos variables de producción de las generadoras del sistema.
- Que la remuneración de la electricidad, se diferencia en sus componentes costo fijo (potencia) y costo variable (energía activa), los cuales corresponden al método de costos marginales. Así, por un lado, el pago por la variable costo fijo (potencia) no corresponde a la amortización por la inversión realizada en la planta CTP, dado que el primero es menor. Mientras que, por otro lado, el pago del costo variable (energía), tampoco corresponde a los respectivos costos variables de la planta CTP, dado que por la prelación en el despacho, el costo de la energía del mercado es igual o mayor a la de la planta.
- Que los ingresos derivados de los contratos suscritos con los clientes del mercado ML (para las industrias) y MSPE (para las distribuidoras), no están sujetos al volumen de producción, dado que el suministro de la demanda de esos clientes se encuentra asegurada por la producción de las otras plantas de SEIN, es decir, por el mercado MI.
- Cuando la planta CTP no es programada para el despacho, significa que los costos marginales de energía del sistema se encuentran por debajo de los costos variables de la central CTP. En este caso, los ingresos de 3G provenientes de sus clientes se mantienen constantes, sin embargo, los egresos son menores que cuando se despacha.
- Por lo tanto, la demanda de los clientes de la empresa 3G no satisfecha por el volumen de producción propio, debe ser satisfecha con la electricidad adquirida en el mercado *spot* (MI) al precio resultante de esa oportunidad.
- Por otro lado, considerando que los precios de venta en los mercados ML y MSPE son un reflejo de los precios del mercado *spot*, los egresos dependerán de los volúmenes de electricidad que se transen en el mercado MI y de la oportunidad en que se realice la transacción, a saber, HP y HFP.

En esta medida, la determinación del punto de equilibrio para la actividad de generación en un entorno como establecido en Perú, es un ejercicio teórico, -que no aporta al fondo de la materia tratada en la presente tesis. Sin embargo, simplificando la serie de condiciones arriba señaladas²⁰⁰ los resultados se muestran en la **Gráfica 7.18**.

²⁰⁰

Adicionalmente a lo arriba señalado, por recomendación de los fabricantes y por consideración técnica el umbral mínimo de operación para cada grupo turbogenerador en ciclo simple es de 20% de su capacidad nominal y el del ciclo combinado completo es de 45%.



Gráfica 7.18: 3G - Punto de Equilibrio Operativo ²⁰¹

Así el punto de equilibrio para la Etapa I, Etapa II y Etapa III de operación de la planta CTP, es 45%, 35% y 45% de la capacidad nominal, respectivamente.

7.4 ESTADOS FINANCIEROS PROYECTADOS

Los estados financieros se realizaron en valores constantes [US\$] y fueron elaborados para el período de análisis que incluye la fase pre-operativa, constructiva y veinte años de operación (2007 a 2026), es decir, un total de 23 años. La proyección del EGP, FC y BG se hizo tomando en cuenta la información ya presentada y los supuestos a continuación señalados:

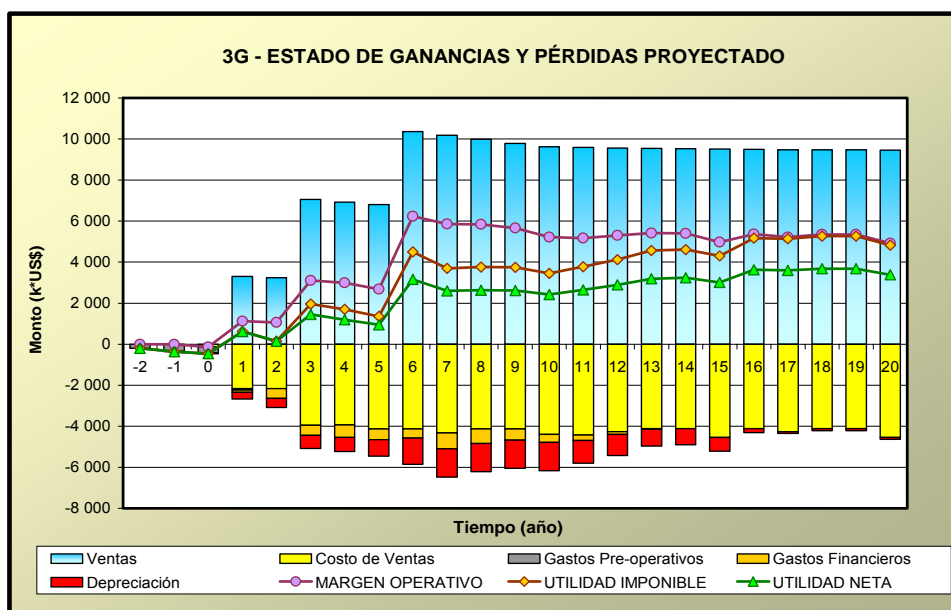
- Las tasas tributarias para los impuestos y contribuciones son las siguientes:
 - Impuesto a la Renta (IR): 30%
 - Impuesto General a las Ventas (IGV) 19%
 - Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) 0% (gas natural y electricidad)
 - Contribución sostenimiento instituciones: 1% MEM-OSINERG
 - Aporte a institución: 0,2% COES
- Se acoge a la normativa del fraccionamiento de 3 años, para los pagos de los derechos arancelarios a la importación (AV).
- Durante la fase de implantación del proyecto se acoge a la normativa de la devolución anticipada del íntegro del impuesto IGV.
- Los costos de los intangibles de la fase pre-operativa son tomados como gastos y cargados en el ejercicio.
- La depreciación de los activos fijos se realiza en forma lineal y según los plazos comúnmente aceptados por la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), para empresas del sector electricidad, según se señala:

²⁰¹ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.8 del Anexo.

- Activos de Planta generadora: 10 años
- Instalaciones de Gas, Agua, LT y SE: 30 años
- Construcción de Camino: 8 años
- El aporte de capital de los accionistas se usa para los gastos de la fase pre-operativa, el capital de trabajo inicial y el pago inicial de los impuestos de la fase constructiva.
- La reserva legal a la tasa de 10% de la utilidad disponible, como normada.
- No se realiza reinversión, por lo que la distribución de dividendos se realiza al 90% de la utilidad disponible.
- A partir del año 8 de operación (es decir año 2014, durante la Etapa III) se procede a la disminución del capital social de la empresa y su devolución a los accionistas.

7.4.1 Estado de Ganancias y Pérdidas

En la **Gráfica 7.19** se muestra en forma resumida el EGP anual proyectado, donde se observa que en todos los años de operación (1 a 20), el margen operativo, la utilidad imponible y la utilidad neta es positiva. Solamente durante los años de implantación del proyecto (-2 a 0) los resultados de los 3 factores señalados son negativos. Además estas tres variables se encuentran claramente definidas por cada una de las 3 etapas de implantación del proyecto. Cabe resaltar, que la utilidad imponible con relación al margen operativo desde el año 1 al 15, presenta grandes diferencias debidas a los gastos financieros y a la depreciación. Sin embargo, a partir del año 16, estos dos factores son muy cercanos. En ese sentido, a lo largo de toda la fase operativa (años 1 a 20), la utilidad neta y la utilidad imponible, se diferencian debido al pago del IR y de las participaciones. A modo de conclusión se indica que, a lo largo de toda la operación, el EGP es positivo y 3G genera recursos económicos, tanto para si misma, como para sus accionistas.



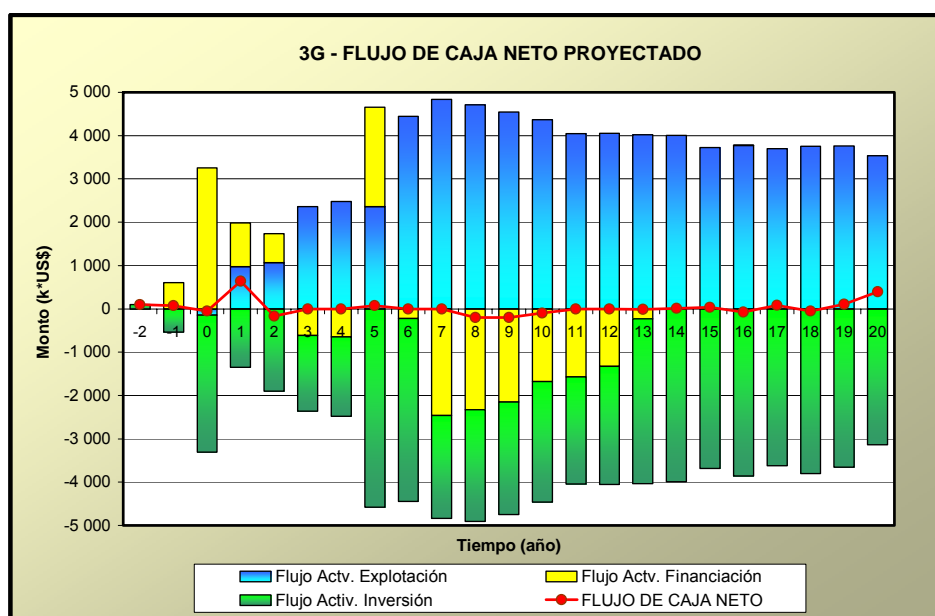
Gráfica 7.19: 3G - Estado de Ganancias y Pérdidas Proyectado ²⁰²

7.4.2 Flujo de Caja

7.4.2.1 Flujos de Caja de la empresa

En la **Gráfica 7.20** y **Gráfica 7.21** se presenta en forma resumida el Flujo de Caja Neto (FC) anual proyectado y el Flujo de Caja Económico y Financiero (FCE y FCF) de la empresa 3G.

De la **Gráfica 7.20** se observa que el FC neto²⁰³ a lo largo del período de análisis se encuentra en niveles relativamente bajos, con la excepción de dos años. El flujo de las actividades de financiación se comporta en forma concordante con la recepción de los créditos y la devolución de los mismos, como con el manejo tributario (IGV) derivado de la inversión. Merece resaltarse que el flujo de las actividades de inversión se encuentra en diferentes oportunidades, en mayor o menor medida, influenciado por el pago de los contratos EPC, así como por el tratamiento de los aportes del capital social y la distribución de los dividendos.



Gráfica 7.20: 3G - Flujo de Caja Neto Proyectado ²⁰⁴

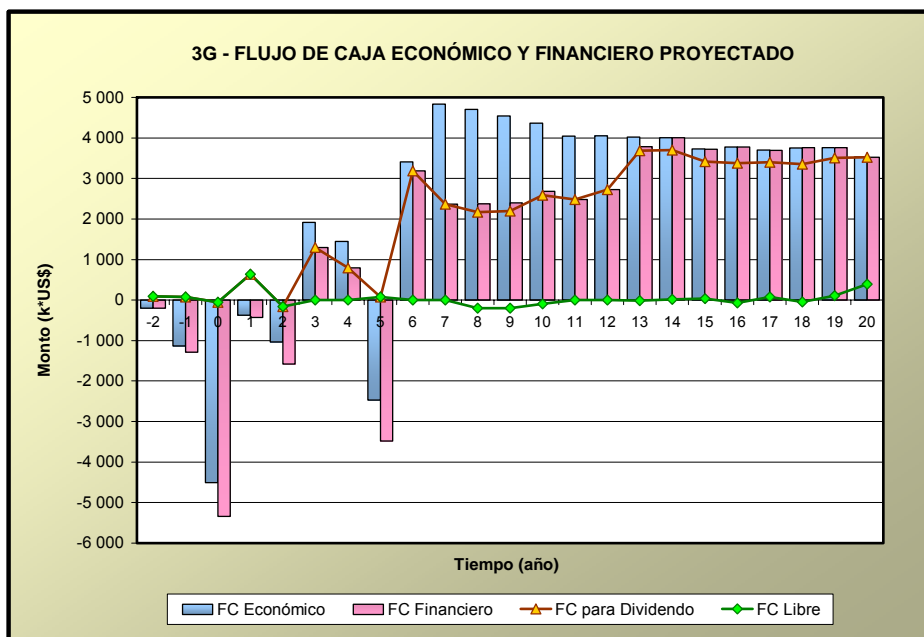
203

Para fines de su claridad se indica lo siguiente:

- El flujo de las actividades operativas (explotación) se formula sobre: (i) los ingresos por las ventas y la variación de las cuentas por cobrar; y, (ii) los egresos por los pagos a proveedores (entre estos gas natural y servicios), los gastos operativos y administrativos el pago del Impuesto a la Renta.
- El flujo de las actividades de financiación se formula sobre: (i) el incremento y amortización de la deuda de largo plazo; (ii) el pago de los intereses; y, (iii) el crédito fiscal de IGV y la devolución anticipada de IGV.
- El flujo de las actividades de inversión se formula sobre: (i) los gastos pre-operativos; (ii) el pago de los contratos EPC (adquisición de activos); (iii) el aporte y la devolución del capital a los accionistas; y, (iv) la distribución de dividendos.

204

Para información de detalle véase el Cuadro A-7.11 del Anexo.



Gráfica 7.21: 3G - Flujo de Caja Económico y Financiero Proyectado²⁰⁵

De la **Gráfica 7.21** se observa que el FCE,²⁰⁶ a partir del año 6 de operación (primer año de implantación de la Etapa III), inicia un comportamiento estable, con una leve tendencia a disminuir derivada de los precios de la electricidad en el mercado. También se observa que FCF²⁰⁷ mantiene un comportamiento similar a las principales características señaladas para FCE. Sin embargo, FCF tiene una diferencia sustancial durante el período de repago de la deuda (años 6 a 13).

A modo de conclusión se indica que, a lo largo de todo el período de operación (20 años), tanto el FCE, como el FCF, una vez estabilizados, muestran resultados positivos y la empresa 3G genera los recursos económicos para cubrir sus obligaciones para con los proveedores, los acreedores, el pago de todos los tributos devengados, los accionistas en términos de dividendos y de devolución de sus aportes al capital social.

7.4.2.2 Flujo de Caja de los accionistas

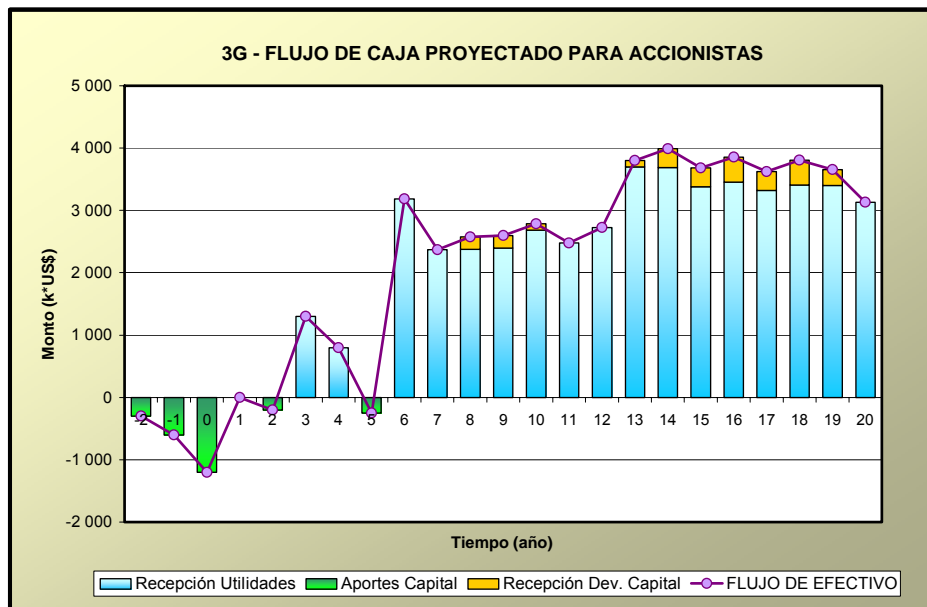
Considerando los aportes de capital de los accionistas, así como la recepción por parte de éstos de los dividendos y la devolución de sus aportes de capital, se ha obtenido el Flujo de Caja neto de los accionistas, mostrado en la **Gráfica 7.22**. Se observa que los aportes de los accionistas se concentran durante la fase pre-operativa y constructiva, así como antes del inicio de la etapa II y III

²⁰⁵ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.12 del Anexo.

²⁰⁶ También para fines de claridad del Flujo de Caja Económico (FCE) se señala lo siguiente:
El FCE se formula sobre: (i) los ingresos operativos de las ventas y la variación de las cuentas por cobrar; (ii) los egresos operativos por los pagos a los proveedores, los otros gastos operativos y el pago del Impuesto a la Renta; y, (iii) los gastos pre-operativos y el pago de los contratos EPC por las actividades de la fase de implantación.

²⁰⁷ También para fines de claridad del Flujo de Caja Financiero (FCF) se señala lo siguiente:
El FCF se formula sobre: (i) El aporte de capital de los accionistas a la empresa y los recursos provenientes de los créditos para financiar los contratos EPC; y, (ii) El flujo de caja para el pago de dividendos.

de la operación. La distribución de dividendos por parte de la empresa 3G, básicamente con la excepción del año previo al inicio de la etapa III de operación, es relativamente homogénea. Así mismo y como señalado, en la medida que el FC neto de la empresa 3G lo permite, se realiza una reducción del capital social y la devolución a sus accionistas.



Gráfica 7.22: 3G - Flujo de Caja Proyectado para Accionistas ²⁰⁸

7.4.3 Balance General

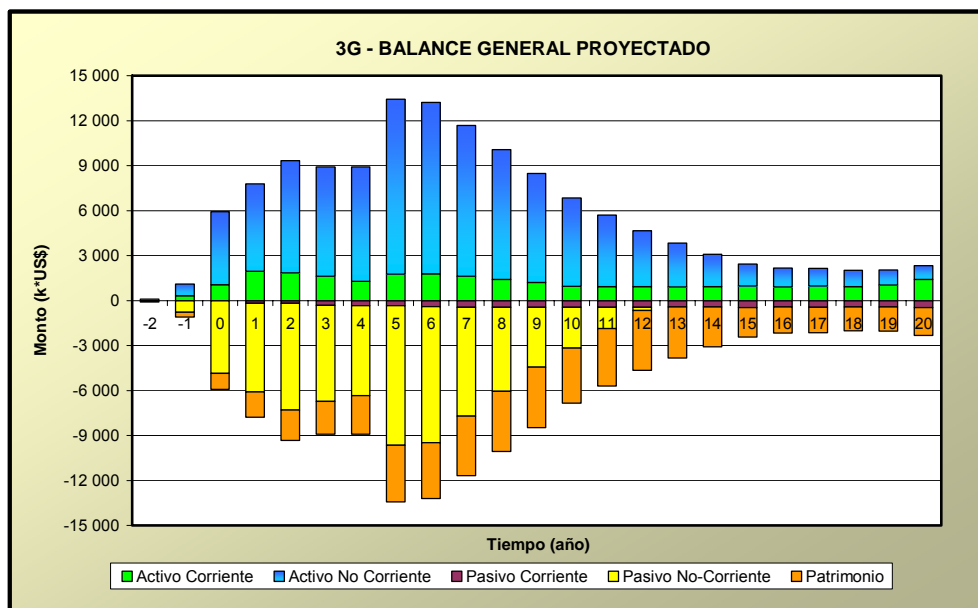
Tomando en cuenta la información previamente analizada se procede a elaborar BG proyectado de la empresa que resumido se muestra en la **Gráfica 7.23**. Las conclusiones que se indican a continuación, se refieren a la fase de operación (años +1 a 20 del proyecto).

- El activo corriente se mantiene casi constante.
- El activo no corriente crece en la medida de las etapas de implementación y posteriormente se reduce paulatinamente por la depreciación de los activos.
- El pasivo corriente es mínimo a lo largo de todo el período de análisis.
- El pasivo no corriente crece también en la medida de las etapas de implantación y posteriormente decrece en forma sustantiva hasta el año 13, fecha de cancelación de los créditos de largo plazo.
- La cuenta del patrimonio neto crece en concordancia con los aportes de los accionistas. Posteriormente, el patrimonio se amplía en la medida en que se constituye la reserva legal. Finalmente, éste decrece por la devolución de los aportes a los accionistas.

Finalmente se puede decir que a lo largo de todo el período de explotación analizado (20 años), el BG muestra resultados consistentes, tanto en el período de crecimiento de la empresa 3G hasta el

²⁰⁸ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.13 del Anexo.

año +5 del proyecto, como en el período posterior de estabilización de la operación, año +6 en adelante. Cabe recordar, que el año +6 del proyecto corresponde al inicio de la Etapa III de la operación, donde recién se cuenta con la planta de generación en ciclo combinado.



Gráfica 7.23: 3G - Balance General Proyectado ²⁰⁹

7.5 EVALUACIÓN ECONÓMICO FINANCIERA

7.5.1 Costo de Oportunidad del Capital

Para la determinación del costo de oportunidad del capital, es fundamental establecer el entorno en que éste se realiza. Esta determinación toma en consideración la inversión relativa a lo siguiente: (i) el mercado donde se realiza la inversión, en este caso el Perú; (ii) el tipo de negocio involucrado, en este caso el de electricidad; y, (iii) la oportunidad de ejecución de la inversión, en este caso los años de 2006 a 2010.

En esta medida, según la literatura especializada en finanzas empresariales,²¹⁰ uno de los criterios más aceptados para la determinación del Costo de Capital, es el denominado 'Costo Promedio Ponderado', conocido como *WACC*.²¹¹ El criterio *WACC*²¹² parte de la base que las operaciones

²⁰⁹ Para información de detalle véase el Cuadro A-7.14 del Anexo.

²¹⁰ Hetherington (1992). *Estimating the Rate of Return for Gas Transportation*, OFGAS.

²¹¹ *Weighted Average Cost of Capital*.

²¹² Entre las variables que el sistema toma en cuenta se encuentra las siguientes:

- Costo del Capital Propio;
- Costo de Oportunidad del Capital Propio;
- Valor del *Equity* de la empresa;
- Costo nominal del Capital de endeudamiento o Préstamos;
- Costo de Capital de los activos de la empresa;
- Tasa del impuesto a las ganancias o tasa del Impuesto a la Renta;
- Valor de mercado de la Deuda; y,
- Valor total de los activos de la empresa;

Sobre éstas y otras consideraciones se establece también los siguientes elementos:

Nota continua en...

de la empresa 3G son financiadas, tanto con Capital Propio (*Equity*), como por Endeudamiento. Por lo tanto, la empresa debe generar un retorno después de impuestos de manera que permita el pago de los intereses de la deuda y compensar a los accionistas con una rentabilidad similar a la de otras actividades que tengan un nivel de riesgo comparable. Por consiguiente, el Costo de Capital de una industria tiene en cuenta el Costo del Capital Propio o Costo del *Equity* y el Costo del Endeudamiento.

Según los estudios especializados tenidos a la mano, los resultados del costo de oportunidad del capital para el negocio de electricidad en Perú, se encuentran en el rango de 11,9%²¹³ y 13,6%.²¹⁴ Se señala que la tasa considerada en el Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) es de 12%.

Como conclusión, se puede señalar que la tasa de descuento de 12% establecida en LCE como referente para el costo de oportunidad del capital para el negocio de electricidad en Perú, es bastante cercana a las tasas calculadas por los agentes privados.

7.5.2 Ratios financieros de la empresa

Sobre la base de la información previa se han elaborado algunos ratios financieros²¹⁵ de la empresa 3G, que en forma resumida se muestran en la **Gráfica 7.24**. De la información de la gráfica se saca las siguientes conclusiones:²¹⁶

- La liquidez de la empresa es sana, considerando que la razón corriente en ningún caso se encuentra por debajo del umbral de 2. La referencia es 1,54.

Nota viene de...

- Nivel de Apalancamiento financiero;
- Riesgo Regulador;
- Riesgo sistémico del mercado, para el caso sector de electricidad;
- Riesgo sistémico de la empresa en el sector analizado, para el caso empresa 3G en generación; también conocido como Coeficiente Beta;
- Prima de riesgo por inversión en mercado emergente (riesgo país), para el caso en Perú.
- Prima por riesgo de devaluación;
- Tasa de inflación local, es decir en Perú;

²¹³ Informe Final de Estudio: Revisión del Marco Regulatorio de la Transmisión; Proyectos Especiales Pacífico S.A.; Anexo 2; Lima, Julio 2003; para la autoridad reguladora OSINERG. La tasa calculada en junio de 2003 para la actividad de transmisión es 11,93%.

²¹⁴ Informe Preliminar del Estudio: *PERU – Run-of-river Hydroelectric Umbrella Project – Nacional Electrical Grid Baseline Assessment and Emissions Reduction Calculations*; The Netherlands Carbon Facility; Página 32; Lima Octubre 2003. la tasa calculada es 13,6%.

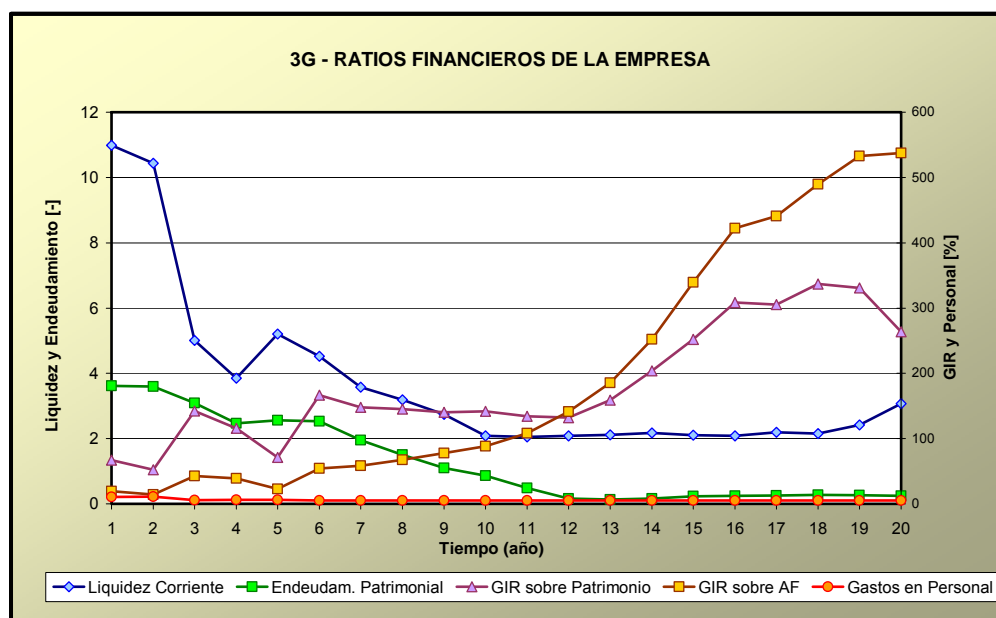
²¹⁵ Los ratios financieros elaborados toman en cuenta lo siguiente:

- **Liquidez:** Razón Corriente; definido como la relación del Activo Corriente sobre el Pasivo Corriente. La unidad utilizada es nula.
- **Solvencia:** Endeudamiento Patrimonial; definido como la relación del Pasivo Total sobre el Patrimonio Neto. La unidad utilizada es nula.
- **Rentabilidad:** Generación Interna de Recursos (GIR) sobre Patrimonio; definido como la relación de la suma de la Utilidad de Operación y de las Provisiones del Ejercicio sobre el Patrimonio Neto. La unidad utilizada es porcentaje.
- **Rentabilidad:** Generación Interna de Recursos (GIR) sobre Activo Fijo (AF); definido como la relación de la suma de la Utilidad de Operación y las Provisiones del Ejercicio sobre el Activo Fijo. La unidad utilizada es porcentaje.
- **Gestión:** Efectividad de Cobranza; definido como la relación de la cantidad de días del año (para el caso 360) sobre la Rotación de las cobranzas. La unidad utilizada es días.
- **Gestión:** Gastos en Personal; definido como la relación de la suma de las Cargas de Personal y de Servicios de Personal Tercerizados sobre el total de los ingresos por ventas. La unidad utilizada es porcentaje.

²¹⁶ A modo de referencia comparativa se ha incluido información para cada ratio, la cual corresponde al promedio de las empresas generación de electricidad que operaban en Perú en el año 2003. Los datos de referencia son tomados del Anuario Estadístico 2003 elaborado por OSINERG.

- La solvencia de la empresa es también sana, considerando que el ratio endeudamiento patrimonial de una posición alta al inicio de la operación 3,6, decrece constantemente y se ubica hacia el año 11 en un nivel de 0,5, para posteriormente estabilizarse en un nivel entre 0,2 y 0,3. La referencia es 0,63.
- La rentabilidad de la empresa es muy alta, considerando que el ratio GIR/Patrimonio en muy pocos casos se encuentra por debajo de 100%, inclusive alcanzando niveles superiores a 300%. La referencia es 18,21%.
- Confirmando la anterior apreciación, la rentabilidad de la empresa es muy alta, medida en términos del ratio GEI/AF que en ningún caso es inferior a 14% alcanzando en los últimos 10 años niveles superiores a 100%. La referencia es 13,60%.
- La gestión de la empresa es sana, considerando que el ratio efectividad de cobranza es de 12 días. La referencia es 61 días.
- Confirmando la anterior apreciación, la gestión de la empresa es sana, considerando que el ratio gastos en personal de un nivel inicial de 11% a partir del año 6 en adelante se estabiliza en un nivel de 5%. La referencia es 10,35%

En definitiva se puede afirmar que la liquidez, la solvencia, la rentabilidad y la gestión de la empresa 3G es buena y no representa un riesgo económico para los accionistas, ni para los financistas. Esto se debe a que todos los ratios financieros analizados, son mejores que el promedio las empresas generadoras operando en Perú a fines del año 2003.



Gráfica 7.24: 3G - Ratios Financieros de la Empresa ²¹⁷

7.5.3 Indicadores de Rentabilidad

7.5.3.1 Empresa

Se han elaborado algunos indicadores²¹⁸ de rentabilidad para la empresa 3G derivados de la implantación y operación de la central CTP durante el periodo de 20 años de análisis. A partir de los resultados mostrados en el **Cuadro 7.2**, se puede confirmar que la empresa tiene a la vista años extremadamente positivos, si se considera que la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) y Financiera (TIRF) se encuentra 10,48 y 2,41 puntos porcentuales por encima de la tasa del costo de oportunidad del capital. Se confirma esta aseveración calculando el Valor Actual Neto (VAN) Económico y Financiero, a la tasa del costo de oportunidad del capital (12%), que asciende a los montos US\$ 6 846 264 y US\$ 1 690 886, respectivamente.

Cuadro 7.2: 3G - Indicadores de Rentabilidad de la Empresa

3G - INDICADORES DE RENTABILIDAD DE LA EMPRESA				
RUBRO	NIVEL	UNIDAD	ECONÓMICO	FINANCIERO
TIR		[%]	22,48	14,41
VAN	9%	[US\$]	11 721 257	5 073 685
	12%	[US\$]	6 846 264	1 690 886
	15%	[US\$]	3 751 100	-313 224
B/C	9%	[-]	1,30	1,60
	12%	[-]	1,24	1,22
	15%	[-]	1,19	0,96

FUENTE:
[1] Elaboración propia en base a Cuadros presentados en el Cap. Anexo

Cuadro 7.3: 3G - Indicadores de Rentabilidad de los Accionistas

3G - INDICADORES DE RENTABILIDAD ACCIONISTAS			
RUBRO	NIVEL	UNIDAD	ECONÓMICO
TIR		[%]	33,97
VAN	9%	[US\$]	11 693 098
	12%	[US\$]	7 553 346
	15%	[US\$]	4 907 728
B/C	9%	[-]	6,96
	12%	[-]	5,16
	15%	[-]	3,91

FUENTE:
[1] Elaboración propia en base a Cuadros presentados en el Cap. Anexo

218

Los indicadores de rentabilidad elaborados son los siguientes:

- Tasa Interna de Retorno (**TIR**); calculada para las opciones, económica (TIRE) y financiera (TIRF). Éstas se calculan, respectivamente, sobre la base del Flujo de Caja Económico (FCE) y el Flujo de Caja Financiero (FCF). La unidad utilizada es porcentaje [%].
- Valor Actual Neto (**VAN**); calculada para tres alternativas de costo de capital, 9%, 12% y 15% para las opciones económicas y financieras. Éstos se calculan también sobre la base de FCE y FCF, respectivamente. La unidad utilizada es millones de dólares de USA [M*US\$].
- Ratio Beneficio / Costo (**B/C**); calculado también para las tres alternativas de costo de capital, 9%, 12% y 15% para las opciones económicas y financieras. Éstos se calculan sobre la base de los respectivos VAN de los flujos de Ingresos por Ventas (Beneficios) respecto a VAN de los flujos de Egresos por las actividades de operación y de inversión (Costos). La unidad utilizada es en números enteros [-].

7.5.3.2 Accionistas

Los correspondientes indicadores económicos²¹⁹ de los accionistas se muestran en el **Cuadro 7.3**. A partir de los resultados se puede confirmar que estos accionistas pueden esperar altas perspectivas para sus resultados. Esto se demuestra con el hecho que, tomando como base la tasa del costo de oportunidad del capital, se obtiene (i) una Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) que se encuentra en 21,97 puntos porcentuales por encima; y, (ii) un Valor Actual Neto (VAN) económico de los accionistas de US\$ 7 553 346.

7.5.4 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad se realiza sobre aquellas variables, que se han detectado como las de mayor incidencia en la estructura de costos. Por supuesto, las variables que se toman en cuenta corresponden a aquellas que dependen directamente de la capacidad de negociación de los representantes de la empresa 3G y no de variables exógenas a su capacidad de manejo (impuestos, etc.). Así, a lo largo de la fase de las tres etapas de implantación, se encuentra que los costos de inversión son de lejos la variable de mayor incidencia en la estructura de costos. También, como visto a lo largo de los estudio, durante la fase operativa la variable de mayor incidencia en los costos, es el valor de adquisición del gas natural. Ambas variables, son de gran importancia para la estructura de costos y pueden ser 'manejadas' por representante de 3G.

En esta medida se han planteado 5 escenarios de sensibilidad, a demás del escenario base:

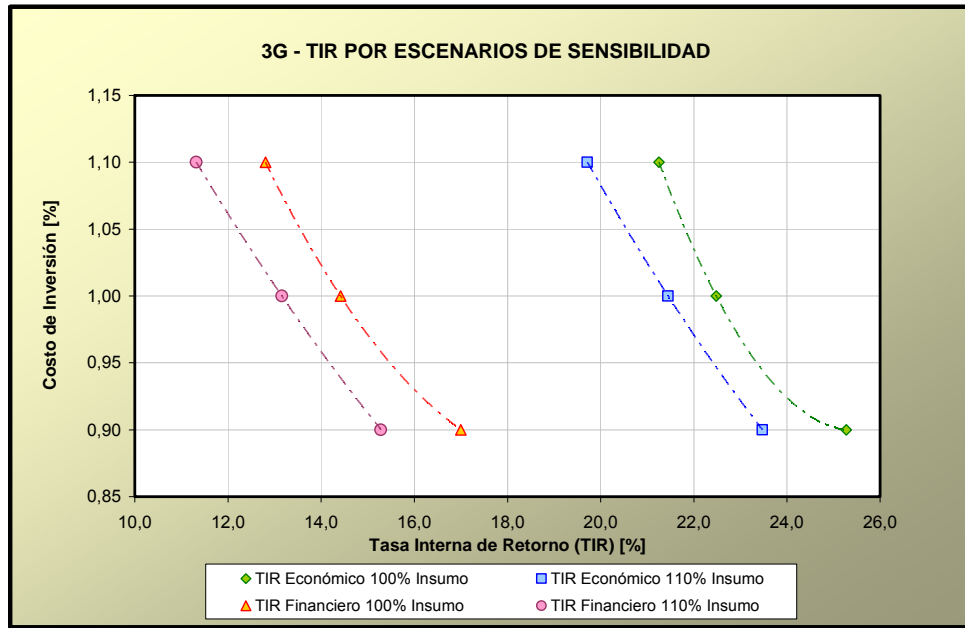
- **Escenario 0:** Base, considerando el costo de inversión y de insumo a 100%.
- **Escenario 1:** Considerando un incremento de 10% en los costos de inversión.
- **Escenario 2:** Considerando un decremento de 10% en los costos de inversión.
- **Escenario 3:** Considerando un incremento de 10% en el costo de adquisición del gas.
- **Escenario 4:** Considerando un decremento de 10% en los costos de inversión y un incremento de 10% en el costo de adquisición del gas natural.
- **Escenario 5:** Considerando un incremento de 10% en los costos de inversión y un incremento de 10% en los costos de adquisición del gas natural.

7.5.4.1 Resultados de la Empresa

En la **Gráfica 7.25** se muestran los resultados del indicador TIR (económico y financiero) para los diferentes escenarios de sensibilidad y sus respectivas tendencias. Así mismo, los resultados de todos los indicadores para los diferentes escenarios se presentan en el **Cuadro 7.4**. Se observa que para la peor de las condiciones asumidas, Escenario 5, los indicadores son bastante aceptables. Para los demás escenarios, los resultados son más que aceptables.

²¹⁹

No se realiza el análisis financiero de los accionistas. Obviamente, por el nivel de apalancamiento de la empresa 3G, es muy improbable que la banca ponga recursos a disposición de los accionistas.



Gráfica 7.25: 3G - TIR por Escenarios de Sensibilidad²²⁰

Cuadro 7.4: 3G - Indicadores por Escenarios de Sensibilidad para la Empresa

3G - INDICADORES POR ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD PARA LA EMPRESA								
		UNIDAD	ESCENARIO					
			BASE	1	2	3	4	5
				Inv+10%	Inv-10%	Ins+10%	Inv-10% Ins+10%	Inv+10% Ins+10%
ECONÓMICOS								
TIR		[%]	22,48	20,69	24,58	20,89	22,85	19,21
VAN	9%	[US\$]	11 721 257	10 878 136	12 564 378	10 292 761	11 135 883	9 449 640
	12%	[US\$]	6 846 264	6 085 860	7 606 668	5 787 748	6 548 153	5 027 344
	15%	[US\$]	3 751 100	3 063 564	4 438 635	2 945 918	3 633 453	2 258 383
B/C	9%	[-]	1,30	1,28	1,32	1,26	1,28	1,23
	12%	[-]	1,24	1,22	1,27	1,20	1,23	1,18
	15%	[-]	1,19	1,17	1,22	1,16	1,18	1,13
FINANCIEROS								
TIR		[%]	14,41	12,52	16,62	12,87	14,95	11,07
VAN	9%	[US\$]	5 073 685	3 541 949	6 600 055	3 622 105	5 154 644	2 080 697
	12%	[US\$]	1 690 886	390 261	2 985 837	607 924	1 909 397	-702 925
	15%	[US\$]	-313 224	-1 431 766	799 659	-1 143 114	-23 727	-2 271 852
B/C	9%	[-]	1,60	1,38	1,89	1,42	1,68	1,21
	12%	[-]	1,22	1,05	1,44	1,08	1,28	0,92
	15%	[-]	0,96	0,82	1,13	0,84	1,00	0,71
FUENTE:								
[1] Elaboración propia en base a Cuadros presentados en el Cap. Anexo								

²²⁰ Para información de detalle véase el Cuadro 7.5 del Capítulo 7.

7.5.4.2 Resultados de los Accionistas

Los resultados económicos de los indicadores TIR y VAN, correspondientes a los accionistas de la empresa 3G en los diferentes escenarios, se observan en el **Cuadro 7.5**. Es menester recalcar que los resultados muestran que el riesgo que corren los accionistas por su inversión, es pagada sobremanera, si se compara estos resultados con aquellos obtenidos en las otras actividades del sector electricidad e inclusive en otros giros de negocio.

Cuadro 7.5: 3G - Indicadores por Escenarios de Sensibilidad para los Accionistas

3G - INDICADORES POR ESCENARIOS DE SENSIBILIDAD PARA LOS ACCIONISTAS								
		UNIDAD	ESCENARIO					
			BASE	1	2	3	4	5
				Inv+10%	Inv-10%	Ins+10%	Inv-10% Ins+10%	Inv+10% Ins+10%
ECONÓMICOS								
TIR		[%]	33,97	31,67	36,62	31,91	34,57	29,27
VAN	9%	[US\$]	11 693 098	11 040 865	12 378 059	10 495 792	11 201 708	9 692 808
	12%	[US\$]	7 553 346	7 018 533	8 127 868	6 688 364	7 270 397	6 046 923
	15%	[US\$]	4 907 728	4 467 320	5 387 687	4 270 458	4 751 523	3 750 381
B/C	9%	[-]	6,96	5,92	9,07	6,22	7,97	5,05
	12%	[-]	5,16	4,41	6,59	4,61	5,81	3,77
	15%	[-]	3,91	3,35	4,92	3,49	4,34	2,88
FUENTE:								
[1] Elaboración propia en base a Cuadros presentados en el Cap. Anexo								

CAPITULO 8: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con relación a la implantación del proyecto CTP que será acometida por la empresa 3G, la conclusión y recomendación final resultante como consecuencia del análisis realizado en la presente tesis, *Inversión para el Futuro Próximo – Termoeléctrica a Gas Natural* es una sola:

8.1 CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta el análisis realizado en los siguientes temas: (i) Mercado, que incluye demanda, oferta, precios y competencia; (ii) Técnico, que incluye el tipo y cantidad de producto, método productivo, tamaño y ubicación de la planta, proceso productivo, cronograma de implantación, materia prima, política de inventarios, infraestructura de equipamiento e instalaciones y los requerimientos de materias primas y de personal; (iii) Social y Ambiental, que incluye los impactos ambientales en cada fase, la vulnerabilidad, el plan de manejo ambiental, el programa de monitoreo y de contingencias; (iv) Societario, que incluye el tipo de sociedad, conformación del capital social, el aspecto tributario, laboral, permisos del gobierno Central y Municipal y servidumbres; (v) Organizacional y Administrativo, que incluye la estructura organizacional, las funciones, tipo de personal y su adiestramiento; (vi) Económico financiero, que incluye los costos de inversión (fase pre-operativa y constructiva), costos operativos (fijos y variables), ingresos por ventas del producto, financiamiento por aporte de capital de los socios y por préstamos, amortización de la deuda, depreciación de activos, el régimen tributario aplicable y el análisis de sensibilidad realizado; se concluye en lo siguiente:

Que el proyecto de la central termoeléctrica de 30MW a gas natural en ciclo combinado ubicado en la zona de Independencia, Ica, ejecutado en tres etapas, es desde el punto de vista de mercado, técnico, ambiental, legal, organizacional, económico y financieramente factible de ser implantado. Así mismo, el proyecto no acarrea riesgo mayor económico a los accionistas y financista, mostrando los resultados económicos, financieros y de rentabilidad que se observan en el **Cuadro 8.1**.

8.2 RECOMENDACIONES

Sobre la base de la conclusión previamente señalada, la recomendación final resultante como consecuencia del análisis realizado en la presente tesis, *Inversión para el Futuro Próximo – Termoeléctrica a Gas Natural* es una sola:

Que se proceda a implantar el proyecto de la central termoeléctrica de 30MW a gas natural en ciclo combinado ubicado en la zona de Independencia, Ica, a fin de aprovechar la ventana de oportunidad establecida por el nicho de clientes con una demanda acorde y por el arribo del gas natural proveniente de Camisea a la costa central del país. El proyecto no acarrea riesgo económico mayor a los accionistas y financista, es de una tecnología comprobada en el ámbito mundial y tiene una alta tasa de rentabilidad.

Cuadro 8.1: Resultados e Indicadores de la Empresa 3G

3G - RESULTADOS E INDICADORES - ESCENARIO BASE							
RUBRO E INDICADOR	CONDICIÓN / REF.	UNIDAD	TOTAL	ETAPA			RATIO [%]
				I	II	III	
Inversión Total		[MUS\$]	20,94	8,42	3,79	8,72	100,00
Sin Impuestos		[MUS\$]	16,76	6,66	3,06	7,04	80,04
Impuestos Pry.(IGV+AV)		[MUS\$]	4,18	1,76	0,73	1,69	19,96
Financiamiento		[MUS\$]	18,13				100,00
Aportes Accionistas		[MUS\$]	2,55				14,06
Préstamos		[MUS\$]	15,58				85,94
Capacidad Instalada		[MW]	30,00	10,00	10,00	10,00	
Ventas Anuales (1)							
Monetario		[MUS\$]	7,13	2,93	5,67	7,98	
Físico		[GWh]	218,57	82,48	164,96	247,44	
Precio Venta Unitario (1)		[US\$/MWh]	32,90	35,54	34,38	32,26	
Costo de Explotación (1)		[US\$/MWh]	19,11	26,27	24,18	17,14	100,00
Otros (Fijo+Var.) Prod.		[US\$/MWh]	4,45	6,68	4,59	4,12	23,28
Gas Natural		[US\$/MWh]	14,66	19,59	19,59	13,02	76,72
Costo Financiero (1)		[US\$/MWh]	4,31	0,30	6,82	4,35	
Costo Explotac.+Fin. (1)		[US\$/MWh]	23,42	26,57	30,99	21,48	
Proyecto Indicadores							
TIR Eco.		[%]	22,48				
TIR Fin.		[%]	14,41				
VAN Eco.	12%	[MUS\$]	6,85				
VAN Fin.	12%	[MUS\$]	1,69				
Ratio B/C Eco.	12%	[-]	1,24				
Ratio B/C Fin.	12%	[-]	1,22				
Inversionista Indicadores							
TIR		[%]	33,97				
VAN	12%	[MUS\$]	7,55				

NOTAS:
 (1) Datos promedio para Totale del proyecto (años 1 a 20) y para cada Etapa de implementación (Etapa I años 1 y 2, Etapa II años 3 a 5 y Etapa III años 6 en adelante).

FUENTE:
 [1] Elaboración sobre la base de todos los cuadros del Capítulo 7: Estudio Económico Financiero

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAPÍTULO 1

- CAF (1993) - Corporación Andina de Fomento. *Proyectos Energéticos de Integración Andina*. Corporación Andina de Fomento Bolivia-Colombia-Ecuador-Perú-Venezuela, Santafé de Bogotá.
- Campodónico, H. (1998a). *La Industria del Gas Natural y las Modalidades de Regulación en América Latina*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe: Serie Medio Ambiente y Desarrollo 9. Naciones Unidas, CEPAL, Santiago de Chile.
- Campodónico, H. (1998b). *Las Reformas Energéticas y el Uso Eficiente de la Energía en el Perú*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe: Serie Medio Ambiente y Desarrollo 12. Naciones Unidas, CEPAL, Santiago de Chile.
- CERA - Cambridge Energy Research Associates (2000). *Electric Power Trends 2001*. Cambridge Energy Research Associates, Cambridge, Massachusetts
- Consortio Camisea (2005). *Proyecto Camisea*. Consortio Camisea
<http://www.camisea.com.pe/esp/project.asp>
- Eco, U (2000). *Cómo se hace una tesis: Técnicas y procedimientos de estudio, investigación y escritura*, Gedisa, Barcelona.
- Maldonado, H., Márquez, M. y Jaques, I. (1998). *Guía para la Formulación de los Marcos Regulatorios*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe: Serie Medio Ambiente y Desarrollo 10. Naciones Unidas, CEPAL, Chile.
- Muños, C (1998). *Cómo elaborar y asesorar una investigación de tesis*. Pearson Education, México.
- Quiroz Morales, Patricia (2004). *Guía Para la Elaboración y Presentación del Estudio de Pre-factibilidad*. Pontificia Universidad Católica. Lima.
- Sánchez, F. y Altomonte, H. (1997). *Las reformas energéticas en América Latina*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe: Serie Medio Ambiente y Desarrollo 1. Naciones Unidas, CEPAL, Santiago de Chile.
- Sapag, N. y Sapag R. (1995) *Preparación y Evaluación de proyectos*. McGraw-Hill, Bogotá.
- Solanes, M. (1999). *Servicios Públicos y Regulación. Consecuencias legales de las Fallas de Mercado: Serie Recursos Naturales e Infraestructura*. Naciones Unidas CEPAL, Santiago de Chile.
- Ley de Concesiones Eléctricas - LCE*, sancionada con Decreto Ley 25844 de Noviembre de 1992.
- Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas - RLCE*, aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM de Febrero de 1993

CAPÍTULO 2

- BCRP – Banco Central de Reserva del Perú (2001). *Memoria Anual 2002*. Banco Central de Reserva, Lima.
- COES - Comité de Operación Económica del Sistema (2004). *Registro de los Consumos Mensuales*. COES. http://www.coes.org.pe/Sic/Medidores/principal_2.asp
- COES - Comité de Operación Económica del Sistema (Noviembre 2004). *Reseña Histórica del COES*. COES. <http://www.coes.org.pe/>
- COES – SINAC - Comité de Operación Económica del Sistema - Sistema Interconectado Nacional (2004). *Estadística Mensual de Costos Marginales*. COES – SINAC. <http://www.coes.org.pe/coes/Estadistica/Mensual.asp>
- COES – SINAC - Comité de Operación Económica del Sistema - Sistema Interconectado Nacional (2004). *Informe de Máxima Demanda Mensual*. COES – SINAC. <http://www.coes.org.pe/coes/Estadistica/Mensual.asp>
- CTE - Comisión de Tarifas Eléctricas (1990). *Memoria 1986-1989*. Comisión de Tarifas Eléctricas, Lima
- CTE - Comisión de Tarifas Eléctricas (1992). *Memoria 1990-1991*. Comisión de Tarifas Eléctricas, Lima
- DGE – Dirección General de Electricidad (2003). *Plan Referencial de Electricidad 2003*. Ministerio de Energía y Minas, Lima.
- EDENOR – Empresa de Distribución Eléctrica del Norte (2004). *Teoría de la Potencia y Energía*. EDENOR, Buenos Aires, Argentina.
http://www.edenor.com.ar/edenorweb/contenido/oficina/energia_reactiva.html
- GART - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2001). *Anuario Estadístico 2000*. OSINERG - Organismo Supervisor de la Inversión de energía, Lima

- GART - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2003). *Anuario Estadístico 2002*. OSINERG - Organismo Supervisor de la Inversión de energía, Lima
- GART - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2004). *Anuario Estadístico 2003*. OSINERG - Organismo Supervisor de la Inversión de energía, Lima
- GEOCITIES (2004). *La Electricidad, Potencia y Energía*. GEOCITIES. Madrid, España.
http://espanol.geocities.com/releo_2001/electricidad.html
- INEI – Instituto Nacional de Estadística e Informática (2000). *Agregados Macroeconómicos de la Oferta y Demanda Global 1991-1999: Volumen 2*. INEI, Lima.
- INEI – Instituto Nacional de Estadística e Informática (2004). *Perú en Cifras*. INEI.
<http://www.inei.gob.pe/>
- MEM - Ministerio de Energía y Minas (1992). *Ley de Concesiones Eléctricas*, Diario El Peruano, Lima.
- MEM - Ministerio de Energía y Minas (1999). *Ley de promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural*. Diario El Peruano, Lima.
- MEM – Ministerio de Energía y Minas (2004). *Minería y Energía: Compendio digital Edición Mayo 2004*. Ministerio de Energía y Minas, Lima.
- MEM- Ministerio de Energía y Minas (2004). *Anuarios Estadísticos*. MEM
http://www.minem.gob.pe/electricidad/estad_inicio.asp
- OSINERG – GART - Organismo Supervisor de la Inversión en Energía Y Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2003). *Resolución de Fijación de Tarifas aplicable a partir de Noviembre del 2003*. OSINERG, Lima.
- OTERG - Oficina Técnica de Energía (1992). *Plan Referencial de Electricidad 1992*. Ministerio de Energía y Minas, Lima.
- OTERG - Oficina Técnica de Energía (1996). *Plan Referencial de Electricidad 1996*. Ministerio de Energía y Minas, Lima.
- OTERG - Oficina Técnica de Energía (2001). *Plan Referencial de Electricidad 2001*. Ministerio de Energía y Minas, Lima.
- Ley de Concesiones Eléctricas - LCE*, sancionada con Decreto Ley 25844 de Noviembre de 1992.
- Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas - RLCE*, aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM de Febrero de 1993

CAPÍTULO 3

- Consortio Camisea (2002). *Uno de los Desafíos más grandes del Perú. NewsCamisea, Folleto 3*. Relaciones Públicas del Consorcio Camisea, Lima.
- DGE – Dirección General de Electricidad (2003). *Plan Referencial de Electricidad 2003*. Ministerio de Energía y Minas, Lima.
<http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/mapas/mapalineasdetransmision.pdf>
- GE - General Electric (2005). *GE Energy, H Systems, Gas Turbines & Combined Cycle*. General Electric.
http://www.gepower.com/prod_serv/products/gas_turbines_cc/en/h_system/index.htm
- GE - General Electric (2005). *GE Energy, Industrial Steam Turbines*. General Electric.
http://www.gepower.com/prod_serv/products/steam_turbines/en/industrial.htm
- MEM – Ministerio de Energía y Minas (2004). *Gas Natural para la Generación Eléctrica*. MEM.
<http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/publicaciones/Preguntas/usogas.pdf>
- MEM- Ministerio de Energía y Minas (2004). *Mapa Líneas de Transmisión Eléctrica SEIN*. Dirección General de Electricidad.
- Mitsubishi Power Systems (2005). *Gas Turbines from Mitsubishi: Best-in-Class Performance, Best-of-Breed Design*. Mitsubishi. http://www.mpshq.com/products_gasturbines.htm
- Mitsubishi Power Systems (2005). *Mitsubishi Steam Turbines: Supercritical Performance in Critical Applications*. Mitsubishi. http://www.mpshq.com/products_steamturbines.htm
- MTC – Ministerio de Transporte y Comunicaciones (2004). *Mapa de Reservas de Agua y Rutas de Transporte de Ica*. Dirección de Información de Gestión.
http://www.mtc.gob.pe/portal/transportes/red_vial/mapas_redvial.htm
- OSINERG- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (2004). *Anexos a Resolución de Fijación de Tarifas aplicable a partir de Noviembre del 2004*. OSINERG.
<http://www.osinerg.gob.pe/>
- Siemens Westinghouse (2005). *Reference Power Plants*. Siemens AG.
<http://www.siemenswestinghouse.com/en/steamplant/index.cfm>
- Siemens Westinghouse (2005). *Simple Cycle Power Plants*. Siemens AG.
<http://www.siemenswestinghouse.com/en/powerplants/index.cfm>
- TGP – Transportadora del Gas del Perú (2004). *Mapa del Proyecto de Transporte de Líquidos de Gas y de Gas Natural, Sistema de Transporte de Gas Natural*. TGP
<http://www.camisea.com.pe/esp/download/BID2/Tomo%20III%20->

%20Downstream%20(TGP)/Anexos%20Downstream/Mapa%201%20-%20Mapa%20General.pdf

- TGP – Transportadora del Gas del Perú (2004). *Mapa General del Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural*. TGP <http://www.camisea.com.pe/>
- Unión Fenosa (2004). *Generación, Nuevos Ciclos Combinados de Gas*. Unión Fenosa. http://www.unionfenosa.es/ShowContent.do?contenido=CON_09_02_01&audiencia=1
- Universidad de Chile (1999). *La Turbina a Gas*. Universidad de Chile. http://tamarugo.cec.uchile.cl/~roroman/cap_10/t-gas01.htm

CAPÍTULO 4

- CESEL S.A (2004). *Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de una Central Termoeléctrica con Gas de Camisea Resumen Ejecutivo: Central Térmica Alternativa II El Zorro*. MEM-DGAAE. <http://www.minem.gob.pe/>
- PNUD – Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (2001). *Informe sobre Desarrollo Humano 2001: Ponerle Adelanto Tecnológico al Servicio del Desarrollo Humano*. Multi Prensa, Madrid, España

CAPÍTULO 5

- Constitución Política de 1993*
http://www.inrena.gob.pe/tupa/tupa_result.php?area=2
http://www.minem.gob.pe/electricidad/normas_inicio.asp
<http://www.munipisco.gob.pe/>
<http://www.produce.gob.pe/industria/competitividad/constitucion.php>
- INRENA – Instituto Nacional de Recursos Naturales (2005). *Texto Único de Procedimientos Administrativos – TUPA*. INREA.
- Ley de Concesiones Eléctricas - LCE*, sancionada con Decreto Ley 25844 de Noviembre de 1992.
- MEM – Ministerio de Energía y Minas (2005). *Normas y Legislación Ministerial*. MEM.
- MICTI - Ministerio de Industria, Comercio Internacional, Turismo e Integración (2005). *Etapas a Seguir para la Constitución de Empresas con Personería Jurídica*. MICTI.
- Municipalidad Provincial de Pisco (2004). *Trámites Municipales*. Municipalidad Provincial de Pisco.
- PROINVERSION – Agencia de Promoción de la Inversión Privada (2005). *Perú - Régimen Tributario - Tax and Customs Duties Regime*. PROINVERSION, Segunda Edición, Lima
- Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas - RLCE*, aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM de Febrero de 1993

CAPÍTULO 6

- Thompson, Arthur A Jr. Y Strickland A. J. III (2001). *Administración Estratégica Undécima Edición*. McGraw-Hill Interamericana Editores, S.A. de C.V. México

CAPÍTULO 7

- Darío (2005). *Beneficios del Gas de Camisea*. Gas de Camisa Cusco Perú.
<http://gasnaturalperu.tripod.com.pe/elgasnatural/id4.html>
<http://www.gasdecamisea.com/index.php?op=articulos&task=verart&aid=14>
http://www.proinversion.gob.pe/pqinvertir/ejemplos/cont_2.htm
- Ley de Concesiones Eléctricas - LCE*, sancionada con Decreto Ley 25844 de Noviembre de 1992.
- PROINVERSIÓN (2005). *Beneficios*. PROINVERSIÓN.
- Proyectos Especiales Pacífico S.A. (2003). *Informe Final de Estudio: Revisión del Marco Regulatorio de la Transmisión, Anexo 2*. Informe para OSINERG. Lima.
- The Netherlands Carbon Facility (2003). *Informe Preliminar del Estudio: PERU – Run-of-river Hydroelectric Umbrella Project – National Electrical Grid Baseline Assessment and Emissions Reduction Calculations*. The Netherlands Carbon Facility. Lima.
- Valeria Iza (2005). *Usos y Beneficios del Gas Natural*. Tripod
- Quiroz Morales, Patricia (2004). *Manual de Ingeniería Económica*. Pontificia Universidad Católica. Lima.
- Hetherington (1992). *Estimating the Rate of Return for Gas Transportation*. OFGAS. USA

**INVERSIÓN PARA EL FUTURO PRÓXIMO
TERMOELÉCTRICA A GAS NATURAL**

ANEXOS

ÍNDICE DE CONTENIDO GENERAL

A-1: ANEXOS CAPITULO 1	1
A-2: ANEXOS CAPITULO 2	16
A-3: ANEXOS CAPITULO 3	45
A-4: ANEXOS CAPITULO 4	51
A-5: ANEXOS CAPITULO 5	52
A-6: ANEXOS CAPITULO 6	59
A-7: ANEXOS CAPITULO 7	60

ÍNDICES DETALLADOS

INDICE DE CONTENIDO

A-1: ANEXOS CAPITULO 1	1
A-1.1 SECTOR ELECTRICIDAD _____	1
A-1.1.1 Principios Aplicados _____	1
A-1.1.2 Actividades _____	2
A-1.1.3 Agentes _____	4
A-1.1.4 Precios y tarifas _____	6
A-1.1.5 Institucionalidad _____	9
A-1.2 GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA _____	10
A-1.2.1 Antecedentes Camisea _____	10
A-1.2.2 Beneficios del gas natural de Camisa _____	12
A-2: ANEXOS CAPITULO 2	16
A-2.1 INFORMACIÓN BASE PARA GRÁFICOS – ESTUDIO DE MERCADO _____	16
A-2.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO - _____	43
A-2.2.1 Proyección de la Demanda de Electricidad 2003-2015 _____	43
A-2.3 PRECIOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO - BALANCE DE COSTOS _____	44
A-3: ANEXOS CAPITULO 3	45
A-3.1 CONCEPTOS DE TERMODINÁMICA _____	45
A-3.1.1 Tipos de Turbinas _____	45
A-3.1.2 Turbina a gas _____	46
A-3.1.3 Central de ciclo combinado _____	48
A-3.1.4 Central con cogeneración _____	50
A-4: ANEXOS CAPITULO 4	51
A-5: ANEXOS CAPITULO 5	52
A-6: ANEXOS CAPITULO 6	59
A-7: ANEXOS CAPITULO 7	60
A-7.1 INFORMACIÓN BASE PARA GRÁFICOS – ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO _____	60

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro A- 1.1: Precios y Tarifas – Evolución a 2005 _____	7
Cuadro A- 2.1: Venta de Energía Eléctrica 1985–2003 _____	16
Cuadro A- 2.2: Facturación 1985–2002 _____	17
Cuadro A- 2.3: Número de Abonados 1985–2002 _____	18
Cuadro A- 2.4: Variación Media Anual – Venta de Energía Eléctrica, Facturación y Número de Abonados 1985–2002 _____	19
Cuadro A- 2.5: Proyección de la Demanda de Energía y Potencia SEIN 2003–2012 _____	20
Cuadro A- 2.6: Indicadores del Comportamiento de la Electricidad 1970–2000 _____	21
Cuadro A- 2.7: Producción de energía por Generadora 1996 – 2002 _____	22
Cuadro A- 2.8: Generación - Capacidad Instalada en el Perú 1990 y 2000 _____	23
Cuadro A- 2.9: Generación - Concentración Horizontal 2002 _____	24
Cuadro A- 2.10: Proyección de Potencia SEIN 2004–2012 _____	25
Cuadro A- 2.11: Demanda de Potencia Clientes Libres 2003 – 2026 _____	26
Cuadro A- 2.12: Demanda de Energía Clientes Libres 2003 – 2026 _____	27
Cuadro A- 2.13: Ventas de Energía por Empresa Distribuidora al 2003 _____	28
Cuadro A- 2.14: Demanda Máxima de Potencia a Clientes Distribuidoras 2003 – 2026 _____	29
Cuadro A- 2.15: Demanda de Energía a Clientes Distribuidoras 2003 – 2026 _____	30
Cuadro A- 2.16: Demanda Mercado Libre y Distribuidoras 2003 - 2026 _____	31
Cuadro A- 2.17: Demanda Mercado Intergeneradores 2003 - 2026 _____	32
Cuadro A- 2.18: Demanda Total 2003 - 2026 _____	33
Cuadro A- 2.19: Producción Potencia y Energía 2003 – 2026 _____	34
Cuadro A- 2.20: Factor de Carga - Demanda de Clientes Propios 2003–2026 _____	35
Cuadro A- 2.21: Factor de Carga – Demanda Clientes Libres 2003–2026 _____	36
Cuadro A- 2.22: Factor de Carga Total 2003–2026 _____	37
Cuadro A- 2.23: Costo Marginal, Tarifa Barra Lima y Consumo de Energía 1995-1999 _____	38
Cuadro A- 2.24: Costo Marginal, Tarifa Barra Lima y Consumo de Energía 2000-2004 _____	39
Cuadro A- 2.25: Precios en Barra al 2003 _____	40
Cuadro A- 2.26: Expansión del Precio Monómico al 2003 _____	41
Cuadro A- 2.27: Parámetros de Precio – Valores Unitarios 2003–2026 _____	42
Cuadro A- 3.1: Diagrama p-V y T-S Ciclo Joule _____	46
Cuadro A- 3.2: Diagrama de Bloques Ciclo Joule _____	47
Cuadro A- 5.1: Permisos y Servidumbres – Central Termoeléctrica I _____	52
Cuadro A- 5.2: Permisos y Servidumbres – Líneas de Transmisión y Subestaciones – I _____	53
Cuadro A- 5.3: Permisos y Servidumbres – Líneas de Transmisión y Subestaciones – II _____	54
Cuadro A- 5.4: Permisos y Servidumbres – Líneas de Transmisión y Subestaciones – III _____	55
Cuadro A- 5.5: Permisos y Servidumbres – Transporte Secundario de Gas Natural I _____	56
Cuadro A- 5.6: Permisos y Servidumbres – Abastecimiento de Agua I _____	57
Cuadro A- 5.7: Permisos y Servidumbres – Vías de Transporte I _____	58
Cuadro A- 7.1: 3G - Gastos de Implementación y Cronograma de Desembolsos _____	60
Cuadro A- 7.2: 3G - Inversión e Impuestos _____	61
Cuadro A- 7.3: 3G - Parámetros Financieros _____	62

Cuadro A- 7.4: 3G - Ingresos Por Ventas _____	63
Cuadro A- 7.5: 3G - Costos Fijos de Operación _____	64
Cuadro A- 7.6: 3G - Costos Variables de Operación _____	65
Cuadro A- 7.7: 3G - Costos Operativos Totales _____	66
Cuadro A- 7.8: 3G – Punto de Equilibrio Operativo _____	67
Cuadro A- 7.9: 3G – Inversión e Impuestos _____	68
Cuadro A- 7.10: 3G - Estado de Ganancias y Pérdidas Proyectado _____	69
Cuadro A- 7.11: 3G - Flujo de Caja Neto Proyectado _____	70
Cuadro A- 7.12: 3G - Flujo de Caja Económico y Financiero _____	71
Cuadro A- 7.13: 3G - Flujo de Caja Accionistas _____	72
Cuadro A- 7.14: 3G - Balance General Proyectado – Resumen _____	73
Cuadro A- 7.15: 3G – Ratios Financieros _____	74

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica A- 1.1: Mercados Electricidad – Reforma Primera Generación y Evolución a 2005 _____	5
Gráfica A- 3.1: Circuito de Ciclo Combinado _____	49

A-1: ANEXOS CAPITULO 1

A-1.1 SECTOR ELECTRICIDAD

Descripción General Del Modelo Del Sector Electricidad.¹

La descripción del modelo de desarrollo del sector electricidad de Perú, establecida por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)² y el respectivo Reglamento a la Ley (RLCE) se realiza abocándose a los principios aplicados, las actividades consideradas, los agentes que intervienen en las transacciones, los mercados establecidos, la determinación de los precios y tarifas, y la institucionalidad.

A-1.1.1 Principios Aplicados

Los principios son generales y específicos:

A-I Generales

- El consumidor debe tener la libertad de elegir para satisfacer sus necesidades de electricidad. La oferta debe tener multiplicidad de agentes que en competencia y transparencia permitan ejercer la libertad de los demandantes. El Estado debe promover y coadyuvar estas condiciones.
- La electricidad se define como un producto negociable.
- El Estado se abstiene y abstrae de participar en el mercado como agente empresarial, sujeto exclusivamente a un papel subsidiario a fin de lograr un desarrollo homogéneo del país.
- El acceso a las redes, al mercado y a la información es libre y universal en igualdad de condiciones y sin restricción alguna.
- La competencia en la oferta, permitiría el flujo de capitales privados requeridos para infraestructura del sector. Por el lado de la demanda, redundaría en beneficio de los consumidores, que con el devenir, obtendrían los beneficios de la competencia entre los actores y entre los energéticos, y los beneficios derivados de la mayor eficiencia del sector.

A-II Específicos

- Se transan dos tipos de bienes: (i) el producto electricidad; y, (ii) los servicios eléctricos y no-eléctricos, resultantes de la negociación del producto.

¹ Omnisol GMZ (2005). *Descripción del Actual modelo del Sector Electricidad*. Preparado para Luz del Sur, para comentarios de Ph.D. W. Hogan de Harvard Institute of Energy. Lima.

² Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), sancionada con Decreto Ley 25844 de Noviembre de 1992 y el Reglamento a dicha Ley (RLCE), aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM de Febrero de 1993.

- El producto electricidad se transa en sus componentes: (i) potencia; (ii) energía activa; y, (iii) energía reactiva inductiva. Los servicios eléctricos manejados son: (i) transmisión³ y (ii) distribución. Los servicios no-eléctricos son aquellos derivados de la comercialización.⁴ El alumbrado de las vías públicas es definido como la venta del producto electricidad al vecino del poblado.
- Para las actividades que por su naturaleza es factible, se aplica la libre oferta y demanda. Para las otras actividades se aplica la regulación. Para la regulación,⁵ se utiliza los costes, - comparados y en competencia-, respecto a un referente teórico.
- La cartera de energéticos primarios para la generación de electricidad considerada es: (i) hidroenergía; (ii) hidrocarburos livianos y pesados; y, (iii) carbón mineral. Todos cuentan con un precio de referencia en el mercado mundial. Inicialmente no se considero el gas natural, que carece de un precio de referencia internacional.
- El sistema de despacho se realiza en forma centralizada, considerando un modelo que representa condiciones uni-nodal y uni-cuencial, cuya variable de optimización es el uso del recurso hídrico, tomando en cuenta los costos variables sustentados de cada unidad de producción a fin de determinar la prelación del despacho. Para el gas natural los costos variables son declarados una vez al año. Así se estable para la energía el costo marginal de corto plazo (CMgCP) del sistema. Posteriormente se aplicó un modelo multi-nodal y multi-cuencial. Los generadores conectados a la red deben suministrar su producción a un fondo común,⁶ y de acuerdo a sus compromisos comerciales adquirir de éste a fin de cumplir con ellos.
- La amortización de la inversión de la capacidad instalada de generación, se realiza a base del pago por potencia, equivalente a la inversión requerida para financiar la unidad de punta necesaria para suplir la máxima demanda en un período de tiempo cercano a cero, equivalente al costo marginal de mediano plazo (CMgMP).
- No se consideró la aplicación de ningún subsidio, ni a la inversión, ni a la explotación, ni al consumo, sea éste, directo o cruzado. Posteriormente se aplicó un subsidio cruzado al consumo – FOSE,⁷ para consumos menores a 100kWh-mes.

A-1.1.2 Actividades

Las actividades establecidas en el sector electricidad han sido segmentadas como sigue:

- Generación;
- Transmisión;
- Distribución;

³ No se consideró los servicios complementarios de red, requeridos para la operación confiable, con calidad y seguridad de los sistemas eléctricos.

⁴ Como toma de lectura, distribución de facturas, servicios de mantenimiento de acometida y medidores, corte y reconexión, etc.

⁵ La regulación corresponde a la fijación administrativa de una tarifa por la autoridad – OSINERG.

⁶ También conocido por su denominación en inglés "pool".

⁷ Fondo de Servicio Eléctrico – FOSE.

- Comercialización
- Utilización.

A-I Generación

La actividad de generación se considera como de libre concurrencia en un mercado en competencia y corresponde a la producción de la electricidad.

Los derechos de propiedad son:

- Para centrales mayores a 10MW que utilizan como energético primario el recurso hídrico y geotérmico, concesión in extensum.
- Para centrales del mismo tipo anterior, pero menores a 10MW y centrales térmicas mayores a 500kW, que utilizan como energético primario el recurso hidrocarburo en cualquiera de sus formas, carbón, gas natural, biomasa, y otros, autorización in extensum.
- Centrales menores a 500kW, que utilice cualquier tipo de energético primario, permiso in extensum. Para centrales que utiliza fuente nuclear, no se ha normado.

A-II Transmisión

La actividad de transmisión se considera totalmente regulada y corresponde a la provisión del servicio de transporte por largas distancias y grandes volúmenes. El derecho de propiedad es concesión in extensum.

La transmisión se segmenta en tres tipos:

- Sistema principal (SPT), o red común a diversos usuarios del servicio.
- Sistema secundario (SST), que corresponde a flujos y usuarios reconocidos, que une la oferta y/o la demanda con el sistema principal.
- Sistemas otros, cuyos flujos son reconocidos y los usuarios no, y que no son parte del SPT.

A-III Distribución

La actividad de distribución se considera totalmente regulada y corresponde a la provisión del servicio de transporte por distancias menores y volúmenes menores a fin de acceder al consumidor menor.

Los derechos de propiedad corresponden a áreas geográficas delimitadas y son:

- Para zona de distribución con demanda mayor a 500kW, concesión in extensum.
- Para zona de distribución con demanda menor a 500kW, permiso in extensum.
- Las zonas de distribución según la densidad de la demanda se dividen en sectores típicos de distribución, en total 5 tipos.

A-IV Comercialización

Para la realización de la actividad de comercialización del producto electricidad no se requiere ningún tipo de derecho. Esta actividad corresponde a la transacción para la provisión de un suministro.

Según trate el tipo de consumidor, la comercialización se segmenta en:

- Libre concurrencia, cuando se realiza con consumidores disputables (clientes libres). Este tipo de comercio puede ser realizado por generadores y por distribuidores en contratos a plazo determinado.
- Regulada, cuando se realiza con consumidores cautivos (clientes regulados). Este tipo de comercio puede ser realizado exclusivamente por distribuidores dentro de su zona de concesión a plazo indeterminado, in extensum.

A-V Utilización

Para la utilización de la electricidad no se requiere ningún tipo de derecho. Es totalmente libre, sin diferencia condicionada por el uso. Existe responsabilidad en relación a (i) la seguridad de las instalaciones y (ii) la no inyección de ondas armónicas en la red.

Según trate la magnitud del consumo, la utilización se segmenta en:

- Libre oferta y demanda o demanda disputable (demanda máxima supera 1MW)
- Regulada, o demanda cautiva, cuando la demanda máxima es inferior a 1MW, por su característica de asimetría de información por lo que requiere ser protegido.

A-1.1.3 Agentes

Sobre la base de la definición de las actividades, los agentes del mercado son:⁸

A-I Ofertantes del Producto:

- Generadores
- Importadores

A-II Demandantes del Producto:

- Distribuidores
- Clientes Libres o consumidores disputables (demanda máxima superior a 1MW)
- Clientes Regulados o consumidores cautivos (demanda máxima inferior a 1MW)
- Exportadores

A-III Proveedores de Servicios:

- Transmisores
- Distribuidores

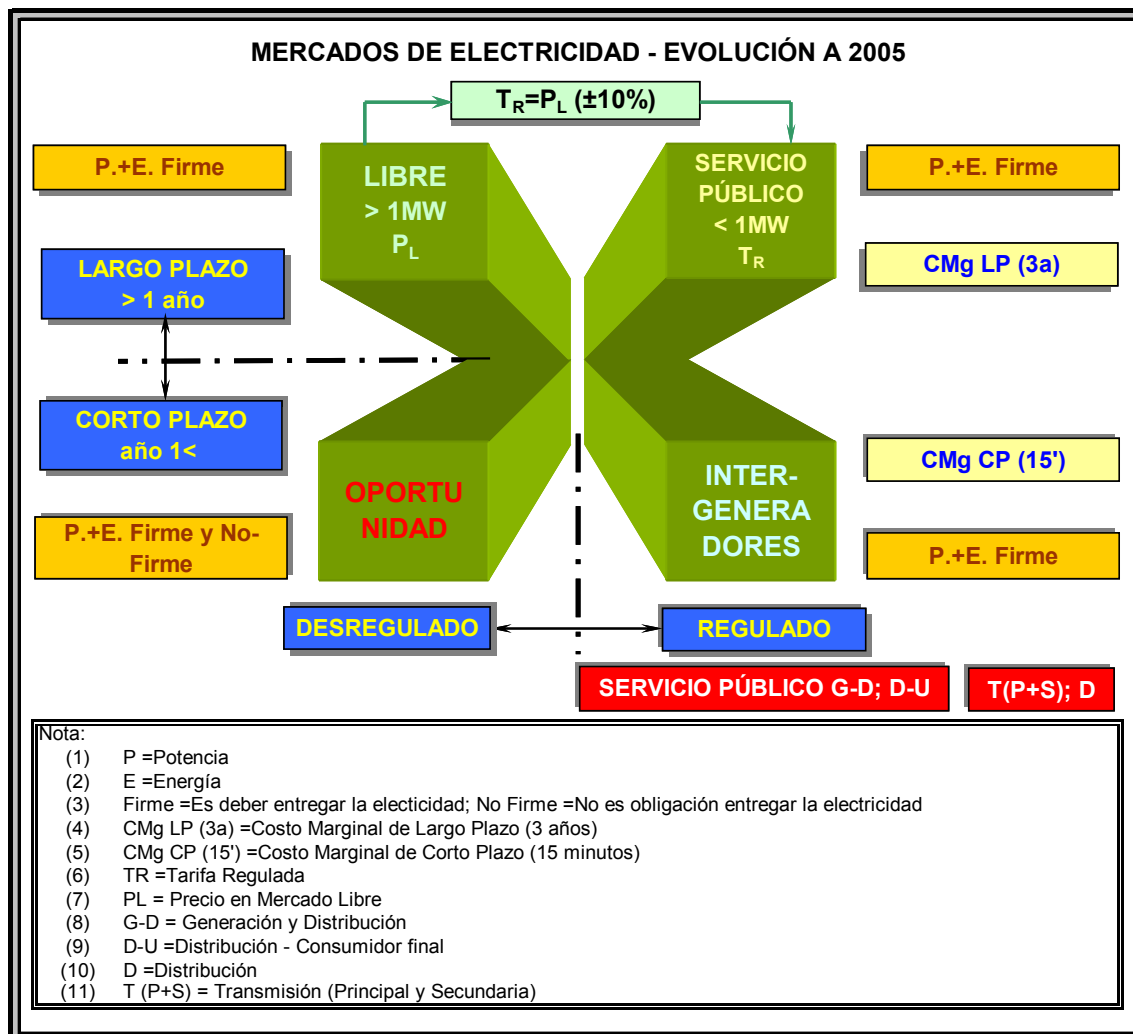
A-1.1.3.2 Mercados

Derivado de la determinación de los productos y la segmentación de las actividades, el comercio del producto, se realiza en los siguientes mercados (ver **Gráfica A- 1.1**):

- Mercado de Transacciones Bilaterales
 - Libre Oferta y Demanda (ML)
 - Servicio Público de Electricidad (MSPE)

⁸ No se conceptuó la ejecución de la actividad de comercialización del producto electricidad, separada de alguna de las otras actividades señaladas, es decir, no se consideró el agente exclusivamente comercializador.

- Mercado de Transacciones de Corto Plazo
 - Spot Cerrado, o Mercado Intergeneradores (MI)
 - Oportunidad (MO)



Gráfica A- 1.1: Mercados Electricidad – Reforma Primera Generación y Evolución a 2005

A-I Mercado libre

En el mercado de Libre Oferta y Demanda (ML) se realizan transacciones bilaterales a plazo determinado, sujeto a negociaciones de volumen, precio, plazo, oportunidad, calidad y condiciones comerciales. Se transa potencia y energía firme. Las transacciones y agentes involucrados son:

- Generador – Cliente Libre
- Distribuidor – Cliente Libre
- Generador – Distribuidor, para segmento de clientes libres

A-II Mercado de servicio público de electricidad

En el mercado de Servicio Público de Electricidad (MSPE) se realizan transacciones bilaterales a plazo determinado, sujeto a negociaciones de volumen, plazo y condiciones comerciales. Las condiciones de precio, oportunidad y calidad se encuentran reguladas. Se transa potencia y energía firme. Las transacciones y agentes involucrados son:

- Generador – Distribuidor, para segmento de clientes regulados
- Distribuidor – Cliente Regulado, el plazo es indeterminado (in extensum) y las condiciones comerciales son reguladas

A-III Mercado intergeneradores

El mercado spot es cerrado y exclusivo para los generadores, o Mercado Intergeneradores (MI) donde transan en forma multilateral y para el corto plazo sus desbalances. Las condiciones de precio, plazo, volumen, oportunidad y comerciales son reguladas. Se transa potencia y energía firme.

A-IV Mercado de oportunidad

En los 12 últimos años, las transacciones de corto plazo en el mercado de oportunidad han sido solamente unas cuantas. Este mercado está sujeto a condiciones de oferta y demanda. Se transa potencia y energía firme, así como potencia y energía no-firme. Las transacciones y agentes involucrados son:

- Generador – Cliente Libre
- Distribuidor – Cliente Libre
- Generador – Distribuidor, para segmento de clientes libres

A-1.1.4 Precios y tarifas

Según las actividades, los precios y tarifas⁹ para el producto electricidad y los servicios eléctricos, son los mostrados en el **Cuadro A- 1.1**.

A-I Generación

En la actividad de generación los precios se determinan como sigue:¹⁰

- El precio de la energía es resultado del despacho centralizado de las unidades de generación, sobre la base de los costos unitarios variables, considerando una prelación de menor a mayor, hasta cubrir la demanda programada, es decir, el costo marginal de corto plazo (CMgCP) [1]. El precio se determina y se liquida para cada período de 15 minutos. Este precio equivale a los costos variables de explotación.
- El precio de la potencia es establecido en forma administrativa, equivalente a la inversión requerida para financiar la unidad de punta necesaria para suplir la máxima demanda en un período de tiempo cercano a cero, equivalente al costo marginal de mediano plazo (CMgMP) [2]. El precio se determina anualmente y se liquida en forma mensual para la potencia firme asignada. Este precio equivale a los costos fijos.
- El monto total por el pago de potencia se calcula considerando el valor unitario por el 100% de la potencia despachada y 30% de reserva. Sin embargo, el monto total se distribuye considerando el 100% de la potencia despachada y 39% de reserva (originalmente correspondía al total de la capacidad instalada del sistema, ergo, 42%-

⁹ Se define como tarifa, aquella establecida administrativamente por el Regulador OSINERG, y precio al determinado por condiciones de mercado.

45%). Para la distribución, adicionalmente, se aplica factores de ajuste, por incentivo al despacho y a la contratación.

- El modelo para el pago del monto total por potencia incluye una distribución por energético primario utilizado, hídrico y térmico. Éste beneficia a las centrales hídricas, que, tanto en época de sequía, como en época de bajo régimen hidráulico, no pueden sostener la potencia firme asignada.

Cuadro A- 1.1: Precios y Tarifas – Evolución a 2005

PRECIOS Y TARIFAS - PERU - 2005						
PRODUCTO / SERVICIO	SPOT INTER-GENERADORES	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	COMERCIO REGULADO SPE	COMERCIO REGULADO MINORISTA	COMERCIO COMPE-TITIVO
ENERGIA Condición	CMgCP = 15 min	[1]		TB-E = 1 año -1 + 2 año	T-E = 1 año -1 + 2 año	OyD
POTENCIA Condición	CMgMP = 1 año Desp.+Resv.	[2]		TB-P = 1 año	T-P = 1 año	OyD
INVERSIÓN Condición		SEA-T = 1 año	VAD = 4 año	[3]	[6]	
EXPLOTACIÓN Condición		COyM = 1 año	COyM = 4 año	[4]	[7]	
OTROS Garantía de Ducto Principal Condición		GDP = 2 año		[5]		

NOTAS:

LEYENDA	CONDICIÓN:	FÓRMULA:
(1) SPE = Servicio Público de Electricidad		
(2) CMgCP = Costo Marginal de Corto Plazo		
(3) CMgMP = Costo Marginal de Mediano Plazo	Regulado	
(4) OyD = Oferta y Demanda		
(5) SEA-T = Sistema Econ. Adaptado-Transm	Regulado	
(6) COyM = Costo de Operación y Manten.	Regulado	
(7) GDP = Garantía de Ducto Princ.-Parcial	Regulado	
(8) VAD = Valor Agregado de Distribución	Regulado	
(9) TB-E = Tarifa en Barra - Energía	Regulado	[1]+[4]
(10) TB-P = Tarifa en Barra - Potencia	Regulado	[2]+[3]+[5]
(11) T-E = Tarifa de Energía	Regulado	[8]+[7]
T-P = Tarifa de Potencia	Regulado	[9]+[6]

A-II Transmisión

- En la actividad de transmisión todas las tarifas se establecen administrativamente y son determinadas como el equivalente a los costos económicos, comparados y en competencia respecto a un referente teórico.

Nota viene de...

10

Se señala entre [corchetes] el respectivo número de la fórmula señalada en el Cuadro A- 1.1.

- La amortización de los costos fijos se realiza considerando el Sistema Económicamente Adaptado de Transmisión (SEA-T) [3]. La tarifa se determina anualmente y se liquida en forma mensual.
- Las compensaciones por los costos variables de explotación se realiza considerando aquellos de operación y mantenimiento (COyM) [4]. La tarifa se determina anualmente y se liquida en forma mensual.
- Adicionalmente, como hecho sui generis, en Perú se incluye una variable de costo que corresponde a la Garantía por Ducto Principal (GDP) [5] del gaseoducto de Camisea.¹¹ La tarifa se determina bianualmente y se liquida en forma mensual.

A-III Distribución

- En la actividad de distribución todas las tarifas se establecen administrativamente y son determinadas como el equivale a los costos económicos, comparados y en competencia respecto a un referente teórico.
- La amortización de los costos fijos se realiza considerando el Sistema Económicamente Adaptado de Distribución, denominado Valor Agregado de Distribución (VAD) [6]. La tarifa se determina tetra-anualmente y se liquida en forma mensual.
- Las compensaciones por los costos variables de explotación se realiza considerando aquellos de operación y mantenimiento (COyM) [7]. La tarifa se determina tetra-anualmente y se liquida en forma mensual.

A-IV Comercio SPE

- Las transacciones entre generadores y distribuidores para atender la demanda del mercado de Servicio Público de Electricidad (SPE) se realiza con tarifas establecidas administrativamente, que corresponden a la adición de las tarifas parciales anteriores.
- El valor de la energía, o Tarifa en Barra de Energía (TB-E) [8], es resultado de la suma de la energía a nivel generación [1] y los costos de operación y mantenimiento de transmisión [4]. La tarifa se determina anualmente y se liquida mensualmente.¹² TB-E se calcula como el valor presente de los valores del año anterior y los valores prospectivos de los siguientes 2 años.¹³
- A fin de determinar las Tarifas en Barra (TB-E) de Energía finales para el mercado de SPE, se establece una comparación entre el resultado del cálculo administrativo y los precios del mercado ML. El primero debe quedar en una franja de tolerancia de +10% y -10% del segundo.

¹¹ A fin de promover la construcción del gaseoducto para el transporte del gas natural hacia Lima, de capacidad adecuada para la demanda a mediano plazo, se estableció que, en la medida que el ducto no fuera totalmente utilizado, el consumidor del sector eléctrico cubriría una alícuota de sus costos fijos, que no fueran cubiertos por el usuario del gaseoducto. Se optó por esta alternativa considerando que el usuario del sector electricidad se beneficiaría con tarifas más bajas, derivadas de la generación de electricidad con gas natural, que desplazaría a unidades que operan con hidrocarburos líquidos. Este mecanismo se denominó Garantía de Ducto Principal (GDP) y se consideró que en forma decreciente se aplicaría por unos 8-10 años.

¹² Hasta fines de 2004 la determinación de TB-E era semestral.

¹³ Hasta fines de 2004 la determinación de TB-E fue exclusivamente sobre los valores prospectivos de los siguientes 4 años.

- El valor de la potencia, o Tarifa en Barra de Potencia (TB-P) [9], es resultado de la suma de la potencia a nivel generación [2], más los costos fijos de transmisión [3] y la Garantía de Ducto Principal [5]. La tarifa se determina anualmente y se liquida mensualmente.

A-V Utilización

Los precios y tarifas al consumidor final se establecen según el tipo del mismo.

- Consumidor libre: En el comercio competitivo, el precio de la energía y la potencia para el consumidor disputable se establece sobre la base de la oferta y demanda. En forma separada se debe incluir los costos que apliquen, según el caso, por los servicios de transmisión ([3] + [4] + [5]) y de distribución ([6] y [7]).
- Consumidor regulado: En el comercio regulado minorista al consumidor cautivo, las tarifas de energía y potencia, o alternativamente monómico por electricidad, se establecen como sigue:
 - El valor de la energía, o Tarifa de Energía (T-E) [10], es resultado de la suma de la energía a nivel de Tarifas en Barra [8] y los costos de operación y mantenimiento de distribución [7]. La tarifa se determina anualmente y se liquida mensualmente.¹⁴
 - El valor de la potencia, o Tarifa de Potencia (T-P) [11], es resultado de la suma de la potencia a nivel de Tarifa en Barra [9] y los costos fijos de distribución [6]. La tarifa se determina anualmente y se liquida mensualmente.
 - El valor monómico de la electricidad para los consumidores menores se fija con la Tarifa de Energía y de Potencia y el factor de carga correspondiente ([10] + [11]).

A-1.1.5 Institucionalidad

Las instituciones que desempeñan un papel en el sector electricidad son:

A-I COES

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es una persona jurídica de derecho público interno, privada, cuyo gobierno es exclusivo de los generadores mayores reunidos por grupos de poder. Son integrantes de COES, todos los generadores conectados al sistema que tengan una potencia efectiva superior a 30MW¹⁵ y todos los transmisores que tengan instalaciones pertenecientes al Sistema Principal (SPT).¹⁶ Sus funciones son:

- Planeamiento y programación del despacho (ex ante el despacho)
- Coordinación de la operación en tiempo real (durante el despacho)
- Balance y liquidación del mercado intergeneradores (ex post el despacho)

A-II MEM

¹⁴ Hasta fines de 2004 la determinación de T-E era semestral.

¹⁵ El umbral específico es 1% de la potencia efectiva del sistema.

¹⁶ A fines de 2004, los integrantes generadores y transmisores de COES eran 15 y 5, respectivamente.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es la dependencia del Estado al más alto nivel encargada de supervisar la buena marcha del sector. La Dirección General de Electricidad (DGE) es la autoridad directa abocada a los temas sectoriales. Sus funciones son:

- Concedente, otorgando concesiones y autorizaciones
- Normativa, en la expedición de normas de todo tipo relativas al sector
- Promotora, coadyuvando a incrementar la competencia y eficiencia del sector
- Estadística, divulgando estadística relativa al sector

A-III OSINERG

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) es la agencia independiente encargada de los temas sectoriales.¹⁷ La máxima autoridad es colegiada.

Sus funciones son:

- Regulator, en la tarifación de las actividades sujetas a una determinación administrativa.
- Fiscalización y Sanción, de temas técnicos, seguridad, servidumbres, comerciales, legales, ambientales y del patrimonio cultural de la nación. Se sanciona por incumplimiento de normativa.
- Solución de Controversias y Reclamaciones. Controversias entre agentes del mercado y reclamaciones de los consumidores regulados respecto al prestador del mismo.

A-IV INDECOPI

El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) es la dependencia del Estado encargada de promover y garantizar la competencia y velar por los derechos de los consumidores. La máxima autoridad es colegiada.

Su función relativa al sector electricidad es:

- Fiscalización y Sanción, de temas de la libre competencia con relación a las concentraciones horizontales y verticales, según establecido en la respectiva ley. Supervisión de las concentraciones y otorgamiento de autorización previa cuando una concentración sobrepase el umbral normado.

A-V Gremios

- Los agentes del mercado de electricidad se asocian en un gremio representativo de sus intereses.
- Los consumidores se asocian en varios gremios representativos de sus intereses, según trate del tipo de demandante.

A-1.2 GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

A-1.2.1 Antecedentes Camisea

Los yacimientos San Martín y Cashiriari, conjuntamente conocidos como Bloque 88, Camisea, albergan una de las más importantes reservas de gas natural no asociado en América Latina. El volumen de gas "in situ" probado es de 8,7 trillones de pies cúbicos [Tft³] con un estimado de recuperación final de 6,8 [Tft³] de gas natural (factor de recuperación: 78 %) y 411 millones de barriles de líquidos de gas natural asociados (propano, butano y condensados). El potencial del Bloque 88 está estimado en 11 [Tft³] de gas natural (el volumen de gas "in situ" probado + probable). El estimado de recuperación final considerando los volúmenes probados + probables es 8,24 [Tft³] de gas y 482 millones de barriles de líquidos de gas natural. Las reservas de Camisea son diez veces más grandes que cualquier otra reserva de gas natural en el Perú.

El Proyecto Camisea consiste en la explotación de estas reservas, la construcción y operación de dos ductos, un gasoducto para gas natural y un poliducto para líquidos de gas natural y la red de distribución para gas natural en Lima y Callao. Los ductos permitirán que el gas natural y los líquidos estén disponibles para consumo doméstico y para exportación. El gas natural será transportado a Lima, el principal centro de consumo, donde podrá ser utilizado para fines residenciales e industriales, así como para generar electricidad, la misma que luego será distribuida a nivel nacional a través de la infraestructura de transmisión existente en el Perú. Los líquidos permitirán abastecer al mercado local de GLP (gas licuado de petróleo) y también constituirá una importante fuente de ingreso de divisas.

El desarrollo de las reservas de Camisea es un proyecto que empezó hace varios años atrás. Fue entre 1983 y 1987 que se produjo el descubrimiento de los yacimientos de Camisea. En 1988, Petroperú suscribió con una compañía privada un Acuerdo de Bases para la explotación de Camisea. No obstante, la negociación del Contrato concluyó sin que las partes llegaran a un acuerdo. En 1994, se suscribió el Convenio para la Evaluación y Desarrollo de los yacimientos de Camisea entre Perúpetro y la misma compañía privada. Después de la presentación del Estudio de Factibilidad (mayo de 1995), se suscribió un Contrato para la Explotación de los Yacimientos de Camisea (mayo de 1996). En 1998, el consorcio anunció su decisión de no continuar con el segundo periodo del contrato.

De esta manera, en mayo de 1999, el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a un concurso público internacional para adjudicar el Contrato de licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea, así como las concesiones para el transporte de líquidos y gas natural a la costa y de gas natural en Lima y Callao. Once compañías fueron precalificadas en el concurso para la explotación, y doce para el transporte y distribución.

En febrero de 2000, mediante una licitación pública internacional, el Gobierno peruano adjudicó la licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea al consorcio liderado por Pluspetrol

Nota viene de...

Perú Corporation S.A., con la participación de Hunt Oil Company of Peru L.L.C., SK Corporation y Tecpetrol del Perú S.A.C. (100% propiedad del Grupo Techint). La licencia fue adjudicada basándose en la oferta más alta de regalías presentada por los postores. El Proyecto consiste en una licencia por 40 años para la extracción de gas natural e hidrocarburos líquidos.

En octubre de 2000, se adjudicaron las concesiones para el transporte de líquidos y gas natural a la costa y la distribución de gas natural en Lima y Callao al consorcio liderado por Tecgas N.V. (100% propiedad del Grupo Techint), con la participación de Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Oil Company, SK Corporation, Sonatrach Petroleum Corporation B.V.I y Graña y Montero.

Las concesiones para transporte y distribución comprenden tres diferentes contratos por 33 años: un contrato para el transporte de gas desde Camisea hasta Lima; otro para el transporte de líquidos de Camisea a la costa; y un tercero para la distribución de gas en Lima y Callao. Estos contratos fueron adjudicados basándose en la oferta más baja del costo de servicio, lo que determinó las tarifas para el transporte y distribución de gas natural. Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) es la compañía formada por el consorcio específicamente creado para el desarrollo y operación de este proyecto.

El 9 de diciembre de 2000, se suscribieron en Lima el Contrato de Licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea y los tres Contratos de Concesión para el transporte de líquidos y gas y la distribución de gas (más información en Perupetro).

A principios de mayo de 2002, TGP S.A. seleccionó a Tractebel como operador de la Compañía de Distribución de Gas. Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) es una compañía propiedad de Tractebel, creada para desarrollar el servicio de distribución de gas natural en Lima y Callao. Asimismo, Tractebel se convertirá en socio de TGP S.A. para el proyecto del transporte.

A-1.2.2 Beneficios del gas natural de Camisa

La llegada del gas natural al Perú como consecuencia de la explotación del bloque 88, Camisea, brindará una serie de beneficios muy importantes en todos los aspectos de la economía nacional, además de elevar la calidad de vida de un gran número de peruanos. Sin embargo, los beneficios asociados con la venida del gas, se podrán palpar más de cerca en tres grandes rubros, a saber, (i) transformación de la matriz energética dentro del Perú, (ii) acrecentamiento de las divisas percibidas gracias a la exportación de líquidos del gas natural, e (iii) incremento de los tributos percibidos por el gobierno. Sin embargo los impactos del proyecto Camisea en el país se pueden señalar como los siguientes.

Incidencia en la Economía Peruana

- Coloca al Perú en una posición privilegiada en un contexto regional deprimido. Gracias a Camisea, el Perú pasará de importar energía, a exportarla.
 - Su potencial energético es de aproximadamente seis veces el del proyecto hidroeléctrico Mantaro, hasta el momento el más grande en el ámbito nacional.
-

- Permitirá una reducción entre 16% y 20% de las tarifas eléctricas, en Lima y Callao.
- El ahorro en combustible para la industria local, será de unos US\$2 mil millones.
- Propiciará la generación de industrias paralelas: petroquímica, exportación de gas licuado, etc.
- Cambiará la matriz energética del país, ya que las industrias podrán pasar de usar combustibles fósiles a usar el gas natural.
- Permitirá dar energía barata y limpia –con menores niveles de contaminación- durante 40 años a Lima y Callao.
- Su puesta en marcha representará el incremento de 1% de PBI.
- Concentra actualmente el 40% del total de la inversión extranjera, en lo que va del año 2003.
- El proyecto demanda una inversión total de 1600 millones de US dólares.

Empleo

- Al año 2003 ha generado cerca de 8000 puestos de trabajo y más de 30 mil empleos de manera indirecta. Además, ha sido una importante instancia de capacitación en tareas especializadas. De toda la mano de obra, el 90% es peruana, y de esta cantidad, el 60% proviene de las propias comunidades nativas y campesinas.
- En el segmento de explotación, se han firmado siete convenios con comunidades locales, beneficiando a 160 personas que han recibido entrenamiento como operarios.
- Se dan continuos programas de entrenamiento en la fase de transporte y distribución, dando capacitación sobre seguridad vial y seguridad a los supervisores de obra, respectivamente.

Aspectos Sociales

- Se han desarrollado más de 400 reuniones, presentaciones y talleres, con las comunidades locales de costa, sierra y selva. Se han desarrollado programas de compensación por más de 6 millones de US\$ dólares, para 6 comunidades involucradas en la etapa de explotación; 50 comunidades campesinas y 9 nativas, además de 13 asentamientos rurales, en la fase de transporte, habiéndose negociado más de 2250 contratos individuales.
- Se han destinado 250 mil US dólares al programa nacional de catastro del Ministerio de Agricultura, apoyando una labor de titulación que beneficia a una importante parte de las comunidades más pobres del país.
- Se han realizado diversas consultas públicas para recoger y escuchar las preocupaciones y comentarios de los involucrados en el proyecto.

Aspectos Sanitarios

- Los trabajadores han cumplido con un estricto sistema de protección, que incluye la aplicación de distintas vacunas, con la finalidad de proteger al personal de las enfermedades propias del ambiente en el que se desarrolla la obra, así como para proteger las poblaciones nativas de agentes externos a ellas.
 - El desarrollo de la obra ha permitido establecer un convenio de colaboración con el Ministerio de Salud, que ha incluido una investigación epidemiológica en el alto y bajo Urubamba, así como sus evaluaciones
-

Mejoramiento de Infraestructura

- El desarrollo de la obra ha permitido recuperar más de 700 kilómetros de vías y más de 20 puentes.
- Hasta fines de 2003, se han destinado más de 15 millones de US dólares en obras de mejoramiento de infraestructura.

Aspectos Socioeducativos

- Se han destinado 1,2 millones de US dólares en asistencia a universidades locales. Un programa especial de becas ha beneficiado a 16 estudiantes indígenas en universidades del Cuzco y entrenamiento laboral en petróleo y gas.
- A fines de 2003, se han destinado más de 15 millones de US dólares a programas de proyección comunitaria y desarrollo sostenible, involucrando a universidades, instituciones culturales, municipalidades y gobiernos locales.

Aspectos Ambientales y Arqueológicos

- El tendido del ducto cumple con los estándares más altos a nivel de preservación del ambiente y reducción del impacto ambiental negativo. Entre el 15% y 20% del costo de instalación ha estado dedicado al control de la erosión, involucrando a más de 600 trabajadores y más de 60 equipos y maquinarias.
- Se firmó un Convenio con el Museo de Historia Natural de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, para la catalogación de especies nativas en el área de desarrollo del proyecto, área que nunca había podido ser estudiada.
- Se han construido 8 km de cercos de seguridad para especies protegidas como la vicuña; asimismo se han auspiciado 200 estudios arqueológicos por 1 millón de US dólares, sin incluir los cambios en la ruta que recorren los ductos para evitar impactar zonas arqueológicas.

A-1.2.2.1 Energía

El proyecto representará una transformación en la matriz energética del Perú al introducir el gas como combustible en la zona de mayor densidad de consumo industrial y domiciliario.

Generación eléctrica:

La implementación del Proyecto Camisea resultará en una disminución de los precios de energía eléctrica, a través de la aplicación de un régimen tarifario basado en costos marginales. Esto se debe a que el gas natural se ha constituido como el combustible más económico para la generación de electricidad, ya que ofrece las mejores oportunidades en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental, al sustituir al diesel u otros insumos caros y contaminantes. Estas ventajas pueden ser conseguidas, tanto en las grandes centrales termoeléctricas así como en las pequeñas. Por lo tanto, las tarifas eléctricas bajarán entre un 20% y 30%. Estimaciones indican que se generará un ahorro en costo energético durante el período 2004 - 2033 de aproximadamente US\$ 5,1 billones (en valor presente neto) al desplazar el uso de diesel, más costoso y contaminante, por un combustible más limpio como es el gas natural

Industria:

En el caso de la industria, el gas natural tiene aplicaciones universales, como combustible para distintos procesos productivos, los sistemas de aire acondicionado, etc., como materia prima para la petroquímica, la siderurgia, el papel, el cemento, el vidrio y la cerámica, la alimentación, etc.

Movimiento vehicular

Finalmente no se descarta el gas natural vehicular (GNV) que, en muchos países, alimenta una parte significativa del parque automotor sobre todo a las "flotas cautivas" con un significativo ahorro tanto para los propietarios, como para los usuarios de los servicios de transporte.

Hogares

En la casa, por ejemplo, el gas natural se podrá utilizar con gran facilidad, para la cocina tanto en hornillas como hornos de todos los tamaños. También, para la calefacción de agua (terma) y las estufas a gas que se podrían colocar en algún ambiente de la casa durante el invierno.

A-2: ANEXOS CAPITULO 2

A-2.1 INFORMACIÓN BASE PARA GRÁFICOS – ESTUDIO DE MERCADO

Cuadro A- 2.1: Venta de Energía Eléctrica 1985–2003

		VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 1985 - 2003																		
		GWh																		
Nivel de Tensión		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Libre		847	551	889	806	750	649	890	801	836	828	949	1116	1932	2255	2541	2662	3370	4196	4633
MAT		504	470	532	543	475	710	590	484	517	698	813	847	1340	1680	1696	1862	1753	1672	1588
AT		945	1135	1241	1124	880	1151	1323	959	1251	1563	1620	1553	1836	2297	2356	2597	2640	2494	2587
MT																				
BT												8	9	7	1	0	0	0	0	0
Total Libre		2 296	2 156	2 662	2 473	2 105	2 510	2 803	2 244	2 604	3 089	3 390	3 525	5 115	6 233	6 593	7 121	7 763	8 362	8 808
Regulado																				
AT		455	561	626	601	537	572	587	496	987	1279	1394	1547	1753	1910	2079	2271	2416	2641	2812
MT		4058	4795	4862	5156	5087	4521	4819	4522	4720	4966	5016	5215	5518	5833	5969	6127	6232	6575	6791
BT		2219	2366	2688	2917	2875	3020	3143	2928	3064	3185	3150	3184	3383	3638	3766	3929	4037	4252	-
- Residencial		1839	2429	2174	2239	2212	1501	1676	1594	1656	1781	1866	2031	2135	2195	2203	2198	2195	2323	-
Total Regulado		4 513	5 356	5 488	5 757	5 624	5 093	5 406	5 018	5 707	6 245	6 422	6 776	7 287	7 751	8 054	8 404	8 654	9 222	9 609
TOTAL		6 809	7 512	8 150	8 230	7 729	7 603	8 209	7 262	8 311	9 334	9 812	10 301	12 402	13 984	14 647	15 525	16 417	17 584	18 417
ESTRUC TURA DEMANDA	Libre %	33,72	28,70	32,66	30,05	27,24	33,01	34,15	30,90	31,33	33,09	34,55	34,22	41,24	44,57	45,01	45,87	47,29	47,55	47,83
	Regulado %	66,28	71,30	67,34	69,95	72,76	66,99	65,85	69,10	68,67	66,91	65,45	65,78	58,76	55,43	54,99	54,13	52,71	52,45	52,17

FUENTE:

[1] GART (2003) - Anuario Estadístico 2002 Capítulo 4 Página 53

[2] MEM -(2004) Minería y Energía: Compendio digital

Cuadro A-2.2: Facturación 1985-2002

Nivel de Tensión		Millones de US\$																			
		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002		
Libre		18	18	14	14	7	16	21	28	33	34	35	36	46	112	117	135	149	166	200	
MAT		15	14	14	8	10	10	26	21	23	22	29	37	42	53	72	76	86	80	71	
AT		38	38	37	19	22	54	61	61	63	67	83	97	98	109	120	118	136	133	120	
MT																					
BT																					
Total Libre		71	70	65	34	48	101	110	110	119	123	147	171	187	275	309	329	371	379	391	
Regulado																					
AT		24	25	37	14	15	30	28	28	32	57	81	95	107	116	107	113	133	145	152	
MT		150	157	130	92	83	219	239	239	306	304	457	555	600	624	573	561	607	630	617	
BT		62	61	58	34	24	101	115	115	170	171	282	354	374	393	364	360	396	413	399	
- Residencial		88	96	72	58	59	118	124	124	136	133	175	201	226	231	209	201	211	217	218	
- No residencial		174	182	167	106	98	249	267	267	338	361	538	651	708	741	680	674	740	775	769	
Total Regulado		245	252	232	140	146	350	377	377	457	484	685	822	895	1.016	989	1.003	1.111	1.154	1.160	
ESTRUC TURA DEMANDA		28,98	27,78	28,02	24,29	32,88	28,86	29,18	26,04	25,41	21,46	20,80	20,89	27,07	31,24	32,80	33,39	32,84	33,71	33,71	
Libre %		71,02	72,22	71,98	75,71	67,12	71,14	70,82	73,96	74,59	78,54	79,20	79,11	72,93	68,76	67,20	66,61	67,16	66,29	66,29	
Regulado %																					

FUENTE:

[1] GART (2003) - Anuario Estadístico 2002 Capítulo 4 Página 67

Cuadro A-2.3: Número de Abonados 1985-2002

		NÚMERO DE ABONADOS 1985 - 2002																	
Nivel de Tensión		Número de clientes Mercado Libre [abonados]																	
		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Libre																			
MAT		6	6	7	8	7	11	10	10	9	8	7	8	11	17	14	17	23	32
AT		21	20	22	22	21	30	36	39	36	36	26	28	34	36	39	41	37	38
MT		120	126	127	129	143	148	218	241	146	148	151	146	153	157	172	173	177	183
BT												17	10	9	1	1	0	0	0
Total Libre		147	152	156	159	171	189	264	290	191	192	201	192	207	211	226	231	237	253
Nivel de Tensión		Número de clientes Mercado Regulado [Millones de abonados]																	
		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Regulado																			
AT		0,763	0,841	0,928	1,00	1,33	1,55	1,60	1,80	2,89	3,29	3,74	4,31	4,85	5,37	5,77	6,26	6,75	7,16
MT		1,439	1,537	1,628	1,740	1,789	1,860	1,951	2,002	2,102	2,306	2,485	2,774	2,954	3,047	3,211	3,352	3,448	3,614
Residencial		1,301	1,396	1,481	1,585	1,633	1,704	1,791	1,835	1,871	2,075	2,251	2,518	2,701	2,791	2,949	3,097	3,188	3,326
No residencial		137	141	146	155	156	156	160	167	231	232	233	255	253	256	262	255	259	288
Total Regulado		1,439	1,538	1,629	1,741	1,791	1,861	1,953	2,004	2,105	2,309	2,488	2,778	2,959	3,052	3,217	3,358	3,454	3,621
TOTAL ML y MR [millones de abonados]		1,440	1,538	1,629	1,741	1,791	1,862	1,953	2,005	2,105	2,310	2,489	2,778	2,959	3,052	3,217	3,359	3,455	3,622
Estructura de Demanda	Libre %	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Regulado %	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99

FUENTE: [1] GART (2003) - Anuario Estadístico 2002 Capítulo 4 Página 67

Cuadro A-2.4: Variación Media Anual – Venta de Energía Eléctrica, Facturación y Número de Abonados 1985–2002

VARIACIÓN MEDIA ANUAL - VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, FACTURACIÓN Y NÚMERO DE ABONADOS 1985 - 2002													
Nivel de Tensión	VARIACIÓN EN LA VENTA DE ELECTRICIDAD [%]			VARIACIÓN EN LA FACTURACIÓN [%]			VARIACIÓN DEL NUM. ABONADOS [%]						
	[1]			[2]			[3]						
	85 - 90	91 - 95	96 - 00	01 - 03	85 - 03	85 - 90	91 - 95	96 - 00	85 - 03	85 - 90	91 - 95	96 - 00	85 - 03
Libre													
MAT	-5,19	7,90	22,91	20,29	9,87	3,13	11,38	32,85	15,22	12,89	-8,64	19,42	10,35
AT	7,09	2,75	18,03	-5,17	7,31	11,63	7,31	18,37	9,58	7,39	-2,82	9,54	3,55
MT	4,02	7,07	9,90	-0,13	5,87	7,28	12,43	6,99	7,00	4,28	0,40	2,76	2,51
BT													
Total Libre	1,80	6,20	16,00	7,90		7,30	11,11	16,76	10,56	5,15	1,24	2,82	3,25
Regulado													
AT	4,68	19,50	10,25	-12,94	10,90	4,56	25,93	6,96	11,47	15,24	19,26	10,84	14,08
MT	2,18	2,10	4,08	2,88	2,88	7,86	20,44	1,81	8,67	5,27	5,96	6,17	5,57
BT	6,36	0,85	4,52	3,90	3,90	10,25	28,51	2,27	11,57	5,54	5,73	6,59	5,68
No residencial	-3,98	4,45	3,33	1,38	1,38	6,04	11,24	0,98	5,48	2,59	8,38	1,79	4,45
Total Regulado	2,45	4,75	5,53	4,29		7,43	21,19	2,60	9,13	5,28	5,98	6,18	5,58
TOTAL	2,23	5,23	9,61	5,74		7,39	18,62	6,21	9,58	5,27	5,98	6,18	5,58
ESTRUC TURA DE DEMANDA													
Libre %	-0,42	0,91	5,83	2,04		-0,08	-6,34	9,93	0,89	-0,11	-4,47	-3,16	-2,21
Regulado %	0,21	-0,46	-3,73	-1,37		0,03	2,17	-3,40	-0,40	0,00001	0,00042	0,00024	0,00019

FUENTE: [1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.1, A-2.2 y A-2.3

Cuadro A- 2.5: Proyección de la Demanda de Energía y Potencia SEIN 2003–2012

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA SEIN 2003-2012										
Escenario	Proyección de Demanda por Energía GW.h									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Pesimista	20.272	20.905	21.557	22.230	22.923	23.638	24.376	25.136	25.921	26.729
Base	20.534	21.331	22.091	22.706	23.545	24.621	25.746	26.923	26.923	29.440
Optimista	20.851	21.919	23.071	24.227	25.619	27.447	30.827	32.265	32.265	35.952

Escenario	Proyección de Demanda por Potencia MW									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Pesimista	2.989	3.080	3.176	3.273	3.372	3.479	3.588	3.702	3.820	3.941
Base	3.028	3.143	3.255	3.343	3.463	3.592	3.725	3.864	4.008	4.157
Optimista	3.069	3.212	3.366	3.519	3.695	3.902	4.321	4.491	4.715	4.902

FUENTE:
[1] DGE (2004) - Plan Referencial 2003 Parte III

Cuadro A- 2.6: Indicadores del Comportamiento de la Electricidad 1970-2000

Año	DATOS			TASA DE CRECIMIENTO			RATIOS					
	Producción [GWh]	PBI [10 ⁶ US\$] (1994 =100)	Población [miles]	%			Prod/Pob [kWh/hab]	Intensidad PBI/Prod [US\$/kWh]	PBI/Pob [US\$/hab]	PBI/Prod [Prod/Pob]	Elasticidad Prod/Pob [PBI/Pob]	
				Producción	PBI	Población						
1970	5.529	28.690,7	13.193	7,06	4,01	2,76	419,09	5,19	2174,7	0,57	2,55	1,45
1971	5.949	29.890,0	13.568	5,42	2,79	2,76	438,46	5,02	2203,0	0,51	1,96	1,01
1972	6.290	30.748,2	13.953	5,48	5,10	2,75	450,80	4,89	2203,7	0,93	1,99	1,85
1973	6.655	32.401,5	14.348	3,55	8,46	2,73	463,83	4,87	2258,3	2,38	1,30	3,10
1974	6.900	35.397,9	14.751	7,83	3,29	2,70	467,76	5,13	2399,7	0,42	2,89	1,22
1975	7.486	36.601,4	15.161	5,37	1,92	2,70	493,77	4,89	2414,2	0,36	1,99	0,71
1976	7.911	37.319,4	15.581	8,30	0,40	2,69	507,73	4,72	2395,2	0,05	3,08	0,15
1977	8.627	37.470,6	16.012	1,57	0,28	2,66	538,78	4,34	2340,2	0,18	0,59	0,11
1978	8.765	37.576,0	16.449	5,40	5,49	2,60	532,86	4,29	2284,4	1,02	2,08	2,11
1979	9.265	39.758,0	16.888	7,71	4,29	2,52	548,61	4,29	2354,2	0,56	3,06	1,71
1980	10.039	41.540,8	17.324	6,67	4,23	2,45	579,49	4,14	2397,9	0,63	2,72	1,73
1981	10.757	43.375,7	17.759	5,23	0,21	2,40	605,72	4,03	2442,5	0,04	2,18	0,09
1982	11.351	43.467,2	18.195	6,33	- 14,44	2,34	623,85	3,83	2389,0	2,28	-2,71	-6,17
1983	10.675	37.981,8	18.631	8,89	4,59	2,27	572,97	3,56	2038,6	2,08	3,92	2,02
1984	11.717	39.810,9	19.064	3,29	2,21	2,20	614,61	3,40	2088,3	0,67	1,50	1,01
1985	12.115	40.712,5	19.492	6,38	8,46	2,12	621,54	3,36	2088,7	1,33	3,01	3,98
1986	12.941	44.475,0	19.915	6,12	7,80	2,07	649,81	3,44	2233,2	2,27	2,96	3,78
1987	13.785	48.239,8	20.335	-1,78	- 9,11	2,00	677,90	3,50	2372,3	5,12	-0,89	-4,54
1988	13.544	44.213,7	20.751	-1,39	- 13,20	1,95	652,69	3,26	2130,7	9,48	-0,72	-6,78
1989	13.358	39.057,1	21.163	-1,49	- 5,70	1,88	631,20	2,92	1845,5	3,83	-0,79	-3,03
1990	13.162	36.951,4	21.563	5,32	2,95	1,81	610,23	2,81	1713,2	0,55	2,94	1,63
1991	13.901	38.072,7	21.966	-6,57	- 0,43	1,74	632,84	2,74	1733,3	0,07	-3,79	-0,25
1992	13.044	37.909,5	22.354	11,14	4,55	1,70	583,52	2,91	1695,9	1,55	4,36	6,74
1993	14.679	39.715,9	22.740	7,35	11,36	1,69	645,51	2,71	1746,5	1,28	3,60	4,62
1994	15.843	44.807,7	23.130	6,14	7,89	1,71	684,95	2,83	1937,2	1,05	1,34	1,40
1995	16.880	48.647,7	23.532	2,31	2,42	1,73	717,32	2,88	2067,3	1,68	2,16	3,63
1996	17.280	49.855,9	23.947	3,75	6,32	1,74	721,59	2,89	2081,9	- 0,12	1,95	-0,24
1997	17.954	53.219,5	24.371	3,38	- 0,42	1,73	736,70	2,96	2183,7	2,82	1,44	0,80
1998	18.583	52.997,7	24.801	2,45	1,37	1,71	749,28	2,85	2136,9	0,58	2,62	1,50
1999	19.050	53.731,8	25.232	4,38	2,52	1,68	754,99	2,82	2129,5	0,58	2,62	1,50
2000	19.923	55.121,4	25.662				776,36	2,77	2148,0			

FUENTE:
 [1] INEI (2004) - Perú en Cifras
 [2] INEI (2000) - Agregados Macroeconómicos de la Oferta y Demanda Global 1991-1999
 [3] OTERG (1996) - Plan Referencial de Electricidad 1996
 [4] OTERG (2001) - Plan Referencial de Electricidad 2001

Cuadro A-2.7: Producción de energía por Generadora 1996 – 2002

Tipo de Generadora		EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA							VARIACIÓN EN LA PRODUCCIÓN 1996 - 2002			
		GW.h							VARIACIÓN MEDIA ANUAL [%]			
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Prom.	1996-1998	1998-2000	2000-2002
Hidráulica	11.807	12.210	13.338	14.074	15.692	17.134	17.553	14.544	3,41	7,36	7,64	6,83
Térmica	1.457	3.049	3.437	3.297	2.545	1.997	2.758	2.649	109,27	3,99	-5,78	11,22
TOTAL	13.264	15.259	16.775	17.371	18.237	19.131	20.311	17.193	15,04	6,70	5,35	7,36
ESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN	89,02	80,02	79,51	81,02	86,04	89,56	86,42	84,51	-10,11	0,62	2,17	-0,49
Hidráulica%	10,98	19,98	20,49	18,98	13,96	10,44	13,58	15,49	81,91	-2,54	-10,56	3,60
Térmica%												

FUENTE:
 [1] OTERG (2001) - Plan Referencial de Electricidad 2001
 [2] GART (2001) - Anuario Estadístico 2000
 [3] GART (2004) - Anuario Estadístico 2003

Cuadro A- 2.8: Generación - Capacidad Instalada en el Perú 1990 y 2000

GENERACIÓN - CAPACIDAD INSTALADA EN PERÚ 1990 Y 2000							
RUBRO		GENERACIÓN [MW]					
		AÑO				VARIACIÓN [%]	
		2000		1990		PERÍODO	ANUAL
		VALOR	RATIO [%]	VALOR	RATIO [%]		
TIPO	HIDRÁULICA	2.860	47,12	2.400	57,92	19,17	1,77
	TÉRMICA	3.210	52,88	1.744	42,08	84,11	6,29
	- SÓLIDO	135	2,22	0	0,00		
	- LÍQUIDO	2.748	45,26	1.689	40,77	62,65	4,98
	- GASEOSO	328	5,40	54	1,31	503,13	19,69
SISTEMA	INTERCONECTADO	4.931	81,24	2.887	69,67	70,81	5,50
	- HIDRÁULICA	2.707	44,60	2.321	56,03	16,61	1,55
	- TÉRMICA	2.224	36,64	566	13,65	293,28	14,68
	AISLADO	1.139	18,76	1.257	30,33	-9,35	-0,98
	- HIDRÁULICA	153	2,52	79	1,89	94,90	6,90
- TÉRMICA	986	16,24	1.178	28,43	-16,30	-1,76	
TOTAL		6.070	100,00	4.143	100,00	46,50	3,89

FUENTES:
 [1] OTERG (2001) - Plan Referencial de Electricidad 2001
 [2] OTERG (1992) - Plan Referencial de Electricidad 1992

Cuadro A- 2.9: Generación - Concentración Horizontal 2002

EMPRESA	GENERACION - CONCENTRACION HORIZONTAL 2002												
	MONTO DE VENTAS					MERCADO			GRUPO ECONOMICO		CONCENTRACION MERCADO		
	PRODUCTO		SERV.	TOTAL		RATIO	HHI	ECONOMICO	RATIO	HHI	ECONOMICO	RATIO	HHI
	[kS/.]	[kUS\$]	[kS/.]	[kS/.]	[kUS\$]	[%]							
Cahua	54.274	15.419	0	54.274	15.419	1,70	2,88	NRG	2,87	NRG	2,87	8,26	
Chavimochic	3.699	1.051	0	3.699	1.051	0,12	0,01	NRG		NRG			
CNP Energía	33.923	9.637	0	33.923	9.637	1,06	1,13	NRG		NRG			
Edegel	575.703	163.552	0	575.703	163.552	18,00	324,07	EE	24,36	EE	24,36	593,25	
Eepsa	82.170	23.344	0	82.170	23.344	2,57	6,60	EE		EE			
Egasa	141.704	40.257	0	141.704	40.257	4,43	19,63	EST		EST			
Egamsa	68.233	19.384	0	68.233	19.384	2,13	4,55	EST		EST			
Egenor	313.432	89.043	0	313.432	89.043	9,80	96,06	DK	14,10	DK	14,10	198,91	
Egepsa	552	157	0	552	157	0,02	0,00	Ind	0,02	Ind	0,02	0,00	
Egesur	38.778	11.016	0	38.778	11.016	1,21	1,47	EST		EST			
Electroandes	153.135	43.504	5.296	158.431	45.009	4,95	24,54	PSEG	4,95	PSEG	4,95	24,54	
Electroperú	919.102	261.109	0	919.102	261.109	28,74	825,98	EST	39,09	EST	39,09	1528,38	
Enersur	356.018	101.141	24.989	381.007	108.241	11,91	141,94	TB	11,91	TB	11,91	141,94	
Etevensa	121.051	34.389	0	121.051	34.389	3,79	14,33	EE		EE			
San Gabán	82.310	23.384	112	82.422	23.415	2,58	6,64	EST		EST			
Shougesa	76.714	21.794	0	76.714	21.794	2,40	5,75	Ind	2,40	Ind	2,40	5,75	
Sinersa	9.203	2.614	0	9.203	2.614	0,29	0,08	Ind	0,29	Ind	0,29	0,08	
Termoselva	137.597	39.090	0	137.597	39.090	4,30	18,51	DK		DK			
TOTAL	3.167.598	899.886	30.397	3.197.995	908.521	100,00	1494,20		100,00		100,00	2.501,11	
RATIO	99,05		0,95	100,00	24,565	2,70	5,84		2,70		2,70	5,84	
Independiente													

NOTAS:

(1) Tipo de Cambio aplicado: 1 US\$ = S/. 3,52 Promedio anual venta bancario
 (2) Se considera los Grupos Económicos: Ind Independiente NRG NRG Energy
 TB Tractebel EE Endesa de España PSEG Public Service Electricity Global
 EST Estado DK Duke

FUENTE: [1] GART (2003) - Anuario Estadístico 2002
 [2] BCRP (2001) - Memoria Anual 2002 Anexo 25: Tipo de Cambio Promedio

Cuadro A- 2.10: Proyección de Potencia SEIN 2004–2012

PROYECCIÓN DE OFERTA DE POTENCIA SEIN 2004-2012						
Año	ESCENARIO PESIMISTA[MW]					
	GN Camisea	Petroleo o Diesel	Petroleo Residual	Carbón Mineral	Hidro	Proyectos factibles periodo 2003 - 2012
2004	324				15	Conversión de 2 unidades - CT Ventanilla CH Poechos 1
2005					130	CH Yuncán
2006	73					Cambio a Ciclo Combinado una unidad - CT Ventanilla
2007						
2008	340					Una central Ciclo Combinado
2009						
2010	340					Una central Ciclo Combinado
2011						
2012	340					Una central Ciclo Combinado
TOTAL	1093	0	0	0	145	Total requerido [MW] = 1238
Año	ESCENARIO BASE [MW]					
	GN Camisea	Petroleo o Diesel	Petroleo Residual	Carbón Mineral	Hidro	Proyectos factibles periodo 2003 - 2012
2004	324				15	Conversión de 2 unidades - CT Ventanilla CH Poechos 1
2005					130	CH Yuncán
2006	73					Cambio a Ciclo Combinado una unidad - CT Ventanilla
2007						
2008						
2009	340					Una central Ciclo Combinado
2010	340					Una central Ciclo Combinado
2011						
2012	340					Una central Ciclo Combinado
TOTAL	1093	0	0	0	130	Total requerido [MW] = 1238
Año	ESCENARIO OPTIMISTA [MW]					
	GN Camisea	Petroleo o Diesel	Petroleo Residual	Carbón Mineral	Hidro	Proyectos factibles periodo 2003 - 2012
2004	324				15	Conversión de 2 unidades - CT Ventanilla CH Poechos 1
2005					130	CH Yuncán
2006	73					Cambio a Ciclo Combinado una unidad - CT Ventanilla
2007	340					Una central Ciclo Combinado
2008	340					Una central Ciclo Combinado
2009	340					Una central Ciclo Combinado
2010	340					Una central Ciclo Combinado
2011	340					Una central Ciclo Combinado
2012						
TOTAL	1773	0	0	0	145	Total requerido [MW] = 1918
NOTA						
(1) Como nueva oferta no se considera la conversión de la CT Ventanilla pero sí una parte en el cambio a ciclo combinado						
(2) No se incluyen las repotenciaciones de la CT Aguaytía (6MW) y la CH Callahuanca (3 x 2,5 MW) de menor impacto previstas para el año 2004						
FUENTE:						
[1] DGE (2003) - Plan Referencial 2003 Parte III						

Cuadro A- 2.11: Demanda de Potencia Clientes Libres 2003 - 2026

AÑO	PERIODO	DEMANDA MÁXIMA POTENCIA																													
		CLIENTE 1						CLIENTE 2						CLIENTE 3						CLIENTE 4						SUBTOTAL					
		HP	HFP	VARC.	HP	HFP	VARC.	HP	HFP	VARC.	HP	HFP	VARC.	HP	HFP	VARC.	HP	HFP	VARC.	HP	HFP	VARC.	HP	HFP	M.DEM.	VARC.					
		[kW]	[kW]	[%]	[kW]	[kW]	[%]	[kW]	[kW]	[%]	[kW]	[kW]	[%]	[kW]	[kW]	[%]	[kW]	[kW]	[%]	[kW]	[kW]	[%]	[kW]	[kW]	[kW]	[%]					
2003	-3	850	1.100																												
2004	-2	800	1.150	4,55																											
2005	-1	850	1.100	-4,35																											
2006	0	780	1.100	13,64	500	1.200	16,67																								
2007	1	850	1.250	-7,14	550	1.400	-7,14	1.000	1.200	16,67																					
2008	2	800	1.200	-4,00	600	1.300	-7,14	1.100	1.250	13,64																					
2009	3	800	1.200	-4,00	500	1.350	3,85	1.200	1.300	4,00																					
2010	4	800	1.200	-4,00	530	1.200	-11,11	1.100	1.400	7,69																					
2011	5	800	1.200	0,00	550	1.250	4,17	1.050	1.400	0,00																					
2012	6	950	1.400	16,67	550	1.250	0,00	1.100	1.300	-7,14																					
2013	7	950	1.400	0,00	550	1.250	0,00	1.100	1.300	0,00																					
2014	8	950	1.400	0,00	550	1.250	0,00	1.100	1.300	0,00																					
2015	9	950	1.400	0,00	550	1.250	0,00	1.100	1.300	0,00																					
2016	10	950	1.400	0,00	550	1.250	0,00	1.100	1.300	0,00																					
2017	11	1.000	1.650	17,86	450	1.200	-4,00	1.200	1.400	7,69																					
2018	12	1.000	1.650	0,00	450	1.200	0,00	1.200	1.400	0,00																					
2019	13	1.000	1.650	0,00	450	1.200	0,00	1.200	1.400	0,00																					
2020	14	1.000	1.650	0,00	450	1.200	0,00	1.200	1.400	0,00																					
2021	15	1.000	1.650	0,00	450	1.200	0,00	1.200	1.400	0,00																					
2022	16	1.000	1.650	0,00	550	1.250	4,17	1.200	1.400	0,00																					
2023	17	1.000	1.650	0,00	550	1.250	0,00	1.200	1.400	0,00																					
2024	18	1.000	1.650	0,00	550	1.250	0,00	1.200	1.400	0,00																					
2025	19	1.000	1.650	0,00	550	1.250	0,00	1.200	1.400	0,00																					
2026	20	1.000	1.650	0,00	550	1.250	0,00	1.200	1.400	0,00																					

FUENTE: [1] Datos obtenidos a través de encuestas a los posibles clientes

Cuadro A- 2.12: Demanda de Energía Clientes Libres 2003 - 2026

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA CLIENTES LIBRES 2003 - 2026																														
	PERIODO	CLIENTE 1						CLIENTE 2						CLIENTE 3						CLIENTE 4						SUBTOTAL					
		HP [MWh]	HFP [MWh]	TOT. [MWh]	VARC. [%]	HP [MWh]	HFP [MWh]	TOT. [MWh]	VARC. [%]	HP [MWh]	HFP [MWh]	TOT. [MWh]	VARC. [%]	HP [MWh]	HFP [MWh]	TOT. [MWh]	VARC. [%]	HP [MWh]	HFP [MWh]	TOT. [MWh]	VARC. [%]	HP [MWh]	HFP [MWh]	TOT. [MWh]	VARC. [%]	HP [MWh]	HFP [MWh]	TOT. [MWh]	VARC. [%]		
2003	-3																														
2004	-2	1.100	5.000	6.100																											
2005	-1	1.100	5.150	6.250	2,46																										
2006	0	1.025	4.882	5.907	-5,49	760	5.000	5.700																							
2007	1	1.101	5.635	6.736	14,03	821	5.274	6.095	-6,37	1.200	4.500	5.700																			
2008	2	1.051	5.409	6.461	-4,09	694	5.477	6.170	1,23	1.285	4.681	5.966	4,67	2.200	4.500	6.700															
2009	3	1.066	5.493	6.558	1,51	735	4.910	5.645	-8,51	1.380	4.959	6.338	6,24	2.146	3.884	6.030															
2010	4	1.073	5.576	6.649	1,38	753	5.115	5.867	3,94	1.275	5.243	6.518	2,83	2.185	4.865	7.049															
2011	5	1.283	6.505	7.788	17,13	763	5.028	5.791	-1,31	1.295	4.959	6.253	-3,34	2.309	5.024	7.333															
2012	6	1.283	6.602	7.885	1,25	768	5.115	5.882	1,58	1.295	5.049	6.344	1,44	2.361	5.215	7.576															
2013	7	1.283	6.602	7.885	0,00	768	5.201	5.969	1,47	1.305	5.049	6.354	0,16	2.361	5.297	7.658															
2014	8	1.283	6.699	7.982	1,23	773	5.201	5.974	0,08	1.305	5.049	6.354	0,00	2.361	5.378	7.739															
2015	9	1.283	6.699	7.982	0,00	773	5.201	5.974	0,00	1.305	5.049	6.354	0,00	2.361	5.460	7.821															
2016	10	1.369	7.895	9.264	16,06	628	5.076	5.705	-4,51	1.445	5.534	6.980	9,85	2.382	5.541	7.923															
2017	11	1.369	8.010	9.379	1,24	624	5.160	5.784	1,39	1.445	5.631	7.077	1,39	2.382	5.623	8.004															
2018	12	1.369	8.010	9.379	0,00	624	5.160	5.784	0,00	1.456	5.534	6.990	-1,22	2.692	6.675	9.367															
2019	13	1.369	8.124	9.493	1,22	632	5.160	5.792	0,14	1.456	5.534	6.990	0,00	2.692	6.770	9.462															
2020	14	1.369	8.124	9.493	0,00	632	5.160	5.792	0,00	1.456	5.534	6.990	0,00	2.692	6.866	9.558															
2021	15	1.387	8.239	9.626	1,40	763	5.418	6.181	6,71	1.467	5.631	7.099	1,55	2.738	6.961	9.699															
2022	16	1.387	8.239	9.626	0,00	763	5.418	6.181	0,00	1.467	5.631	7.099	0,00	2.738	7.056	9.794															
2023	17	1.387	8.239	9.626	0,00	763	5.461	6.224	0,70	1.489	5.631	7.120	0,31	2.738	7.152	9.889															
2024	18	1.387	8.239	9.626	0,00	763	5.461	6.224	0,00	1.489	5.631	7.120	0,00	2.738	7.247	9.985															
2025	19	1.387	8.239	9.626	0,00	763	5.461	6.224	0,00	1.489	5.631	7.120	0,00	2.738	7.342	10.080															
2026	20	1.387	8.239	9.626	0,00	763	5.461	6.224	0,00	1.489	5.631	7.120	0,00	2.738	7.342	10.080															

FUENTE:

[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.11

Cuadro A- 2.13: Ventas de Energía por Empresa Distribuidora al 2003

Empresa	Venta de Energía				Facturación			
	LIBRE	REGULADO	TOTAL	PARTICIPACION	LIBRE	REGULADO	TOTAL	PARTICIPACION
	[MW.h]	[MW.h]	[MW.h]	%	[miles US\$]	[miles US\$]	[miles US\$]	%
Chavimochic	0	5992	5992	0,05%	0	527	527	0,06%
Coelvisa	0	38127	38127	0,34%	0	2187	2187	0,24%
Edecafete	0	56632	56632	0,50%	0	4558	4558	0,50%
Edelnor	730455	2955063	3685518	32,61%	39423	243878	283301	31,20%
Electro Oriente	0	209681	209681	1,86%	0	24334	24334	2,68%
Electro Pangoa	0	754	754	0,01%	0	96	96	0,01%
Electro Puno	16333	102130	118463	1,05%	666	8938	9604	1,06%
Electro Sur Este	14020	198993	213013	1,88%	577	19270	19847	2,19%
Electro Sur Medio	60152	315854	376006	3,33%	3497	23631	27128	2,99%
Electro Tocache	0	4878	4878	0,04%	0	489	489	0,05%
Electro Ucayali	7415	98284	105699	0,94%	506	8850	9356	1,03%
Electrocentro	74010	313426	387436	3,43%	3392	33051	36443	4,01%
Electronoroeste	25036	413035	438071	3,88%	941	33567	34508	3,80%
Electronorte	3251	293275	296526	2,62%	235	26402	26637	2,93%
Electrosur	0	160161	160161	1,42%	0	12891	12891	1,42%
Emsemsa	0	5132	5132	0,05%	0	505	505	0,06%
Emseusa	0	4436	4436	0,04%	0	433	433	0,05%
Hidrandina	119918	635251	755169	6,68%	6477	56989	63466	6,99%
Luz del Sur	605466	3372783	3978249	35,20%	32210	280636	312846	34,45%
Seal	34084	423867	457951	4,05%	1720	36789	38509	4,24%
Sersa	0	3373	3373	0,03%	0	359	359	0,04%
TOTAL	1690140	9611127	11301267	100%	89644	818380	908024	100%

FUENTE:

[1] GART (2004) - Anuario Estadístico 2003, Capítulo 3 Página 45

Cuadro A- 2.14: Demanda Máxima de Potencia a Clientes Distribuidoras 2003 - 2026

AÑO	VILLACURÍ		ANDAHUASI		SANTAS GLORIAS		OLMOS-MOT		OTRO 1		OTRO 2		SUBTOTAL			
	HP	HFP	HP	HFP	HP	HFP	VARC.	VARC.	VARC.	VARC.	VARC.	VARC.	HP	HFP	M.DEM.	VARC.
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[kW]	[kW]	[kW]	[%]
2003	1.224	7.686	933	933	120	120	0	0	0	0	0	0	2.277	8.739	8.739	6,60
2004	1.000	8.186	750	1.000	130	130	0	0	0	0	0	0	1.860	9.316	9.316	7,19
2005	1.000	8.646	750	1.200	120	140	500	150	150	0	0	0	1.870	9.986	9.986	7,51
2006	1.000	9.186	750	1.400	130	150	750	50,00	0,00	0,00	100	100	1.880	10.736	10.736	5,59
2007	1.200	9.686	750	1.500	130	150	800	6,67	13,33	170	120	20,00	2.080	11.336	11.336	4,54
2008	1.200	10.186	750	1.500	135	165	800	0,00	5,88	180	130	8,33	2.085	11.851	11.851	0,58
2009	1.250	10.250	800	1.500	135	170	900	12,50	0,00	180	150	15,38	2.185	11.920	11.920	3,82
2010	1.400	10.750	850	1.450	145	175	2,94	33,33	200	11,11	160	6,67	2.395	12.375	12.375	4,04
2011	1.480	11.250	875	1.450	155	175	0,00	8,33	200	0,00	165	3,13	2.510	12.875	12.875	4,12
2012	1.550	11.750	890	1.475	165	180	2,86	38,46	210	5,00	170	3,03	2.605	13.405	13.405	3,70
2013	1.800	12.250	925	1.480	175	180	0,00	22,22	215	2,38	175	2,94	2.900	13.910	13.910	3,70
2014	2.000	12.750	950	1.490	185	185	2,78	13,64	220	2,33	180	2,86	3.135	14.425	14.425	4,09
2015	2.050	13.350	975	1.480	195	185	0,00	20,00	225	2,27	185	2,78	3.220	15.015	15.015	1,75
2016	2.125	13.750	980	1.480	205	190	2,70	8,33	230	2,22	190	2,70	3.310	15.420	15.420	2,58
2017	2.400	14.000	1.000	1.500	210	190	0,00	7,69	235	2,17	195	2,63	3.610	16.095	16.095	1,21
2018	2.700	14.350	1.050	1.550	220	195	2,63	7,14	240	2,13	200	2,56	3.970	16.290	16.290	1,72
2019	2.800	14.550	1.000	1.550	230	190	-2,56	6,67	245	2,08	205	2,50	4.030	16.290	16.290	2,41
2020	2.900	14.800	1.050	1.580	230	190	0,00	6,25	250	2,04	210	2,44	4.180	16.570	16.570	1,59
2021	3.000	15.200	1.100	1.580	230	190	0,00	5,88	255	2,00	215	2,38	4.330	16.970	16.970	1,74
2022	3.100	15.450	1.100	1.600	230	190	0,00	5,56	260	1,96	220	2,33	4.430	17.240	17.240	2,28
2023	3.200	15.750	1.150	1.600	230	190	0,00	5,26	265	1,92	225	2,27	4.580	17.540	17.540	1,39
2024	3.350	16.100	1.050	1.650	230	190	0,00	5,00	270	1,89	230	2,22	4.630	17.940	17.940	1,65
2025	3.400	16.350	1.050	1.650	230	190	0,00	4,76	275	1,85	235	2,17	4.680	18.190	18.190	1,72
2026	3.450	16.600	1.100	1.700	230	190	0,00	9,09	280	1,82	240	2,13	4.780	18.490	18.490	1,65

NOTAS:

- (1) Datos del año 2003 reales. Datos del año 2004 son reales para enero y febrero, el resto han sido proyectados proyectados
- (2) En Olmos, Otro 1 y Otro 2 se establece M. Demanda en HFP a partir de aproximaciones.

FUENTE:

[1] Datos proporcionados por Area Comercial de Coelvisac

Cuadro A- 2.15: Demanda de Energía a Clientes Distribuidoras 2003 - 2026

AÑO	PERIODO	VILLACURI				ANDAHUASI				SANTAS GLORIAS				OLMOS-MOT.				OTRO 1				OTRO 2				SUBTOTAL				
		HP	HFP	TOTAL	Δ	HP	HFP	TOTAL	Δ	HP	HFP	TOTAL	Δ	HP	HFP	TOTAL	Δ	HP	HFP	TOTAL	Δ	HP	HFP	TOTAL	Δ	HP	HFP	TOTAL	Δ	
		[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]
2003	-3	1.136	35.076	36.212		637	2.259	2.896		93	378	471														1.866	37.713	39.579		
2004	-2	1.200	38.856	40.056	10,6	655	2.520	3.175	9,6	90	390	480	1,9													1.945	41.766	43.711	10,4	
2005	-1	1.200	42.636	43.836	9,4	690	2.772	3.462	9,0	96	427	524	9,1			2.600										2.227	48.644	50.872	16,4	
2006	0	1.200	46.416	47.616	8,6	720	3.020	3.740	8,0	104	447	552	5,4			3.750	44,2									2.433	54.194	56.628	11,3	
2007	1	1.350	48.817	50.167	5,4	800	3.250	4.050	8,3	107	447	554	0,4			3.950	5,3									2.706	57.145	59.851	5,7	
2008	2	1.350	50.904	52.254	4,2	800	3.528	4.328	6,9	110	498	607	9,6			4.000	1,3									2.718	59.641	62.359	4,2	
2009	3	1.250	46.000	47.250	-9,6	600	3.400	4.000	-7,6	111	507	618	1,7			4.500	12,5									2.460	55.123	57.583	-7,7	
2010	4	1.431	49.204	50.635	7,2	621	3.318	3.939	-1,5	119	522	641	3,7			5.887	30,8									2.782	59.671	62.454	8,5	
2011	5	1.513	51.492	53.005	4,7	655	3.419	4.074	3,4	129	522	651	1,5			6.434	9,3									2.951	62.610	65.561	5,0	
2012	6	1.612	54.188	55.801	5,3	674	3.478	4.152	1,9	139	549	688	5,7			8.988	39,7									3.262	67.856	71.117	8,5	
2013	7	1.872	56.919	58.791	5,4	709	3.541	4.250	2,4	147	562	709	3,0			11.081	23,3									3.711	72.667	76.377	7,4	
2014	8	2.099	59.684	61.783	5,1	737	3.565	4.302	1,2	159	590	749	5,7			12.483	12,6									4.077	76.842	80.920	5,9	
2015	9	2.151	62.956	65.107	5,4	747	3.592	4.340	0,9	171	603	774	3,3			14.848	18,9									4.313	82.401	86.714	7,2	
2016	10	2.249	63.889	66.138	1,6	760	3.541	4.301	-0,9	183	632	816	5,4			15.943	7,4									4.515	84.369	88.884	2,5	
2017	11	2.540	66.021	68.562	3,7	785	3.641	4.426	2,9	188	619	807	-1,1			17.170	7,7									4.926	87.792	92.719	4,3	
2018	12	2.858	67.672	70.530	2,9	834	3.870	4.703	6,3	193	642	835	3,5			18.560	8,1									5.395	91.029	96.424	4,0	
2019	13	2.989	68.615	71.604	1,5	803	3.923	4.726	0,5	206	626	832	-0,4			19.973	7,6									5.608	93.364	98.972	2,6	
2020	14	3.096	70.307	73.403	2,5	853	4.054	4.907	3,8	210	626	836	0,5			21.221	6,3									5.856	96.388	102.245	3,3	
2021	15	3.203	72.207	75.410	2,7	893	4.109	5.002	1,9	210	632	842	0,8			22.469	5,9									6.092	99.551	105.643	3,3	
2022	16	3.338	73.931	77.268	2,5	903	4.216	5.120	2,3	214	632	847	0,5			23.718	5,6									6.329	102.583	108.912	3,1	
2023	17	3.475	75.366	78.841	2,0	944	4.272	5.216	1,9	214	632	847	0,0			24.966	5,3									6.595	105.275	111.870	2,7	
2024	18	3.668	77.041	80.709	2,4	872	4.463	5.335	2,3	218	646	864	2,0			26.214	5,0									6.809	108.355	115.163	2,9	
2025	19	3.754	78.237	81.991	1,6	881	4.520	5.401	1,6	218	646	864	0,0			27.463	4,8									6.992	110.810	117.802	2,3	
2026	20	3.841	79.433	83.274	1,6	933	4.716	5.649	4,6	222	646	868	0,5			29.959	9,1									7.304	114.570	121.874	3,5	

NOTAS:

(1) Datos año 2003 reales. Datos apartir del año 2004 en adelante, proyectados en función a potencia.

(2) Datos 2003 Santas Glorias son extrapolado sobre base de datos reales septiembre-diciembre, que son meses realmente trabajados.

FUENTE:

[1] Datos proporcionados por Área Comercial de Coelvisac (Fondo amarillo).

[2] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.14 y A-2.20

Cuadro A- 2.16: Demanda Mercado Libre y Distribuidoras 2003 - 2026

AÑO	PERIOD	DEMANDA POTENCIA						DEMANDA ENERGÍA						
		HP		HFP		M.DEM.	VARC.	HP		HFP		TOT.	VARC.	EP/ET
		[kW]	[%]	[kW]	[%]	[kW]	[%]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[-]
2003	-3	2.277	21	8.739	79%	8.739	6,60							
2004	-2	1.860	17%	9.316	83%	9.316	6,60							
2005	-1	2.720	20%	11.086	80%	11.086	19,00							
2006	0	3.180	20%	13.086	80%	13.086	18,04							
2007	1	6.610	28%	17.236	72%	17.236	31,71							
2008	2	6.735	28%	17.651	72%	17.651	2,41							
2009	3	6.835	28%	17.870	72%	17.870	1,24							
2010	4	6.925	27%	18.475	73%	18.475	3,39							
2011	5	7.060	27%	19.075	73%	19.075	3,25							
2012	6	7.405	27%	19.655	73%	19.655	3,04							
2013	7	7.750	28%	20.210	72%	20.210	2,82							
2014	8	7.985	28%	20.725	72%	20.725	2,55							
2015	9	8.070	27%	21.315	73%	21.315	2,85							
2016	10	8.160	27%	21.720	73%	21.720	1,90							
2017	11	8.510	28%	22.290	72%	22.290	2,62							
2018	12	8.870	28%	22.695	72%	22.695	1,82							
2019	13	9.180	28%	23.290	72%	23.290	2,62							
2020	14	9.330	28%	23.570	72%	23.570	1,20							
2021	15	9.480	28%	23.970	72%	23.970	1,70							
2022	16	9.680	28%	24.290	72%	24.290	1,34							
2023	17	9.830	29%	24.590	71%	24.590	1,24							
2024	18	9.880	28%	24.990	72%	24.990	1,63							
2025	19	9.930	28%	25.240	72%	25.240	1,00							
2026	20	10.030	28%	25.540	72%	25.540	1,19							
Prom			112%		74%									

DEMANDA ENERGÍA					
HP	HFP	TOT.	VARC.	EP/ET	
[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[-]	[-]
1.866	5%	37.713	95%	39.579	0,05
1.945	4%	41.766	96%	43.711	0,04
3.327	6%	53.644	94%	56.972	0,06
4.233	6%	64.344	94%	68.578	0,06
7.891	9%	76.777	91%	84.668	0,09
8.072	9%	79.114	91%	87.187	0,09
7.801	9%	75.337	91%	83.138	-4,64
8.043	9%	80.182	91%	88.224	6,12
8.240	9%	83.595	91%	91.835	4,09
8.911	9%	89.372	91%	98.283	7,02
9.417	9%	94.647	91%	104.064	5,88
9.794	9%	98.991	91%	108.785	4,54
10.035	9%	104.728	91%	114.763	5,50
10.237	9%	106.778	91%	117.014	1,96
10.750	9%	111.840	91%	122.590	4,77
11.215	9%	115.452	91%	126.667	3,33
11.749	9%	118.743	91%	130.492	3,02
12.006	9%	121.977	91%	133.982	2,68
12.241	9%	125.235	91%	137.476	2,61
12.684	9%	128.832	91%	141.516	2,94
12.950	9%	131.619	91%	144.569	2,16
13.185	9%	134.838	91%	148.023	2,39
13.369	9%	137.388	91%	150.757	1,85
13.681	9%	141.244	91%	154.925	2,76
8%			92%		

FUENTE:

[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.11, A-2.12, A-2.14 y A-2.15

Cuadro A-2.17: Demanda Mercado Intergeneradores 2003 - 2026

AÑO	PERÍODO	DEMANDA POTENCIA						DEMANDA ENERGÍA						
		HP		HFP		M.DEM.	VARC.	HP		HFP		TOT.	EP/ET	
		[kW]	[%]	[kW]	[%]	[MW]	[%]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[-]
2003	-3	-2.300	21%	-8.750	79%	-8.750		-1.866	5%	-37.713	95%	-39.579		0,05
2004	-2	-2.300	20%	-9.400	80%	-9.400	7,43	-1.945	4%	-41.766	96%	-41.766		0,05
2005	-1	-2.750	20%	-11.100	80%	-11.100	18,09	-3.327	6%	-53.644	94%	-53.644		0,06
2006	0	-3.200	20%	-13.100	80%	-13.100	18,02	-4.233	6%	-64.344	94%	-64.344		0,07
2007	1	3.140	-72%	-7.486	172%	-7.486	-42,85	4.297	40%	-6.484	60%	-2.187		-1,96
2008	2	3.015	-62%	-7.901	162%	-7.901	5,54	4.115	32%	-8.821	68%	-4.705		-0,87
2009	3	12.665	89%	1.630	11%	12.665	-260,3	16.574	20%	65.250	80%	81.824		0,20
2010	4	12.575	92%	1.025	8%	12.575	-0,71	16.332	21%	60.406	79%	76.738		0,21
2011	5	12.440	97%	425	3%	12.440	-1,07	16.135	22%	56.992	78%	73.127		0,22
2012	6	21.845	69%	9.595	31%	21.845	75,60	27.652	19%	121.509	81%	149.161		0,19
2013	7	21.500	70%	9.040	30%	21.500	-1,58	27.145	19%	116.234	81%	143.379		0,19
2014	8	21.265	71%	8.525	29%	21.265	-1,09	26.768	19%	111.890	81%	138.658		0,19
2015	9	21.180	73%	7.935	27%	21.180	-0,40	26.527	20%	106.153	80%	132.680		0,20
2016	10	21.090	74%	7.530	26%	21.090	-0,42	26.326	20%	104.103	80%	130.429		0,20
2017	11	20.740	75%	6.960	25%	20.740	-1,66	25.812	21%	99.041	79%	124.853		0,21
2018	12	20.380	76%	6.555	24%	20.380	-1,74	25.348	21%	95.428	79%	120.776		0,21
2019	13	20.070	77%	5.960	23%	20.070	-1,52	24.814	21%	92.138	79%	116.952		0,21
2020	14	19.920	78%	5.680	22%	19.920	-0,75	24.557	22%	88.904	78%	113.461		0,22
2021	15	19.770	79%	5.280	21%	19.770	-0,75	24.321	22%	85.646	78%	109.967		0,22
2022	16	19.570	80%	4.960	20%	19.570	-1,01	23.879	23%	82.049	77%	105.927		0,23
2023	17	19.420	81%	4.660	19%	19.420	-0,77	23.613	23%	79.261	77%	102.874		0,23
2024	18	19.370	82%	4.260	18%	19.370	-0,26	23.377	24%	76.043	76%	99.420		0,24
2025	19	19.320	83%	4.010	17%	19.320	-0,26	23.194	24%	73.493	76%	96.687		0,24
2026	20	19.220	84%	3.710	16%	19.220	-0,52	22.882	25%	69.637	75%	92.519		0,25

FUENTE:

[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.16

Cuadro A- 2.18: Demanda Total 2003 - 2026

DEMANDA TOTAL 2003 - 2026										
AÑO	PERÍODO	DEMANDA POTENCIA				DEMANDA ENERGÍA				
		HP	HFP	M.DEM.	VARC.	HP	HFP	TOT.	VARC.	EP/ET
		[MW]	[MW]	[MW]	[%]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[-]
2003	-3	2,28	8,74	8,74		1.866	37.713	39.579		0,0471
2004	-2	1,86	9,32	9,32	6,60	1.945	41.766	43.711	10,44	0,044
2005	-1	2,72	11,09	11,09	19,00	3.327	53.644	56.972	30,34	0,058
2006	0	3,18	13,09	13,09	18,04	4.233	64.344	68.578	20,37	0,062
2007	1	9,75	17,24	17,24	31,71	12.188	70.294	82.481	20,27	0,148
2008	2	9,75	17,65	17,65	2,41	12.188	70.294	82.481	0,00	0,148
2009	3	19,50	19,50	19,50	10,48	24.375	140.587	164.962	100,00	0,148
2010	4	19,50	19,50	19,50	0,00	24.375	140.587	164.962	0,00	0,148
2011	5	19,50	19,50	19,50	0,00	24.375	140.587	164.962	0,00	0,148
2012	6	29,25	29,25	29,25	50,00	36.563	210.881	247.443	50,00	0,148
2013	7	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2014	8	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2015	9	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2016	10	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2017	11	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2018	12	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2019	13	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2020	14	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2021	15	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2022	16	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2023	17	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2024	18	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2025	19	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148
2026	20	29,25	29,25	29,25	0,00	36.563	210.881	247.443	0,00	0,148

FUENTE:
[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.16

Cuadro A-2.19: Producción Potencia y Energía 2003 – 2026

AÑO	DEMANDA												OFERTA											
	COMPRAS						VENTAS						PRODUCCIÓN						MERCADO MAYORISTA					
	HP	HFP	HP	HFP	M.D.	TOT.	HP	HFP	HP	HFP	M.D.	TOT.	HP	HFP	HP	HFP	M.D.	TOT.	HP	HFP	HP	HFP	M.D.	TOT.
[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW/h]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW/h]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW/h]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW/h]	
2003	2,3	8,7	1,866	37,713	8,7	39,579	-2,3	-8,8	-1,866	-37,713	-2,3	-39,579	9,8	9,8	12,188	70,294	9,8	82,481	4,297	-6,484	-2,187			
2004	1,9	9,3	1,945	41,766	9,3	43,711	-2,3	-9,4	-1,945	-41,766	-2,3	-43,711	9,8	9,8	12,188	70,294	9,8	82,481	4,115	-8,821	-4,705			
2005	2,7	11,1	3,327	53,644	11,1	56,972	-2,8	-11,1	-3,327	-53,644	-2,8	-56,972	19,5	19,5	24,375	140,587	19,5	164,962	16,574	65,250	81,824			
2006	0	3,2	4,233	64,344	13,1	68,578	-3,2	-13,1	-4,233	-64,344	-3,2	-68,578	19,5	19,5	24,375	140,587	19,5	164,962	16,332	60,406	76,738			
2007	6,6	17,2	7,891	76,777	17,2	84,668	3,1	-7,5			3,1		9,8	9,8	12,188	70,294	9,8	82,481	4,297	-6,484	-2,187			
2008	6,7	17,7	8,072	79,114	17,7	87,187	3,0	-7,9			3,0		9,8	9,8	12,188	70,294	9,8	82,481	4,115	-8,821	-4,705			
2009	6,8	17,9	7,801	75,337	17,9	83,138	12,7	1,6			12,7		19,5	19,5	24,375	140,587	19,5	164,962	16,574	65,250	81,824			
2010	6,9	18,5	8,043	80,182	18,5	88,224	12,6	1,0			12,6		19,5	19,5	24,375	140,587	19,5	164,962	16,332	60,406	76,738			
2011	7,1	19,1	8,240	83,595	19,1	91,835	12,4	0,4			12,4		19,5	19,5	24,375	140,587	19,5	164,962	16,135	56,992	73,127			
2012	7,4	19,7	8,911	89,372	19,7	98,283	21,8	9,6			21,8		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	27,652	121,509	149,161			
2013	7,8	20,2	9,417	94,647	20,2	104,064	21,5	9,0			21,5		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	27,145	116,234	143,379			
2014	8,0	20,7	9,794	98,991	20,7	108,785	21,3	8,5			21,3		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	26,768	111,890	138,658			
2015	8,1	21,3	10,035	104,728	21,3	114,763	21,2	7,9			21,2		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	26,527	106,153	132,680			
2016	8,2	21,7	10,237	106,778	21,7	117,014	21,1	7,5			21,1		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	26,326	104,103	130,429			
2017	8,5	22,3	10,750	111,840	22,3	122,590	20,7	7,0			20,7		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	25,812	99,041	124,853			
2018	8,9	22,7	11,215	115,452	22,7	126,667	20,4	6,6			20,4		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	25,348	95,428	120,776			
2019	9,2	23,3	11,749	118,743	23,3	130,492	20,1	6,0			20,1		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	24,814	92,138	116,952			
2020	9,3	23,6	12,006	121,977	23,6	133,982	19,9	5,7			19,9		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	24,557	88,904	113,461			
2021	9,5	24,0	12,241	125,235	24,0	137,476	19,8	5,3			19,8		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	24,321	85,646	109,967			
2022	9,7	24,3	12,684	128,832	24,3	141,516	19,6	5,0			19,6		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	23,879	82,049	105,927			
2023	9,8	24,6	12,950	131,619	24,6	144,569	19,4	4,7			19,4		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	23,613	79,261	102,874			
2024	9,9	25,0	13,185	134,838	25,0	148,023	19,4	4,3			19,4		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	23,377	76,043	99,420			
2025	9,9	25,2	13,369	137,388	25,2	150,757	19,3	4,0			19,3		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	23,194	73,493	96,687			
2026	10,0	25,5	13,681	141,244	25,5	154,925	19,2	3,7			19,2		29,3	29,3	36,563	210,881	29,3	247,443	22,882	69,637	92,519			

NOTAS:
 (1) (i) Unidad básica de generación 10 MW
 (ii) Factor de planta generadora 0,975 / día
 (iii) Factor de operación 0,96 / año

(2) Año de inicio de operación de unidades de planta de generación →

FUENTE:
 [1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.16

Cuadro A- 2.20: Factor de Carga - Demanda de Clientes Propios 2003–2026

AÑO	DEMANDA DISTRIBUIDORES																												
	VILLACURI						ANDAHUASI						SANTAS GLORIAS						OLMOS-MOT.		OTRO 1		OTRO 2		SUBTOTAL				
	HP	HFP	TOTAL	VARC.	HP	HFP	TOTAL	VARC.	HP	HFP	TOTAL	VARC.	HP	HFP	TOTAL	VARC.	HP	HFP	TOTAL	VARC.	HP	HFP	TOTAL	VARC.	HP	HFP	TOTAL	VARC.	
[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[-]	[%]	
2003	0,5	0,7	0,5		0,4	0,3	0,4		0,4	0,5	0,4		0,4	0,5	0,4									0,4	0,6	0,5			
2004	0,7	0,7	0,6	3,9	0,5	0,4	0,4	2,3	0,4	0,4	0,4	-5,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,6	0,5	3,6	0,5	
2005	0,7	0,7	0,6	3,6	0,5	0,3	0,3	-9,1	0,4	0,4	0,4	1,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,6	8,6	0,6
2006	0,7	0,7	0,6	2,2	0,5	0,3	0,3	-7,4	0,4	0,4	0,4	-1,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,6	3,5	0,6	
2007	0,6	0,7	0,6	-0,1	0,6	0,3	0,3	1,1	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,6	0,1	0,6	
2008	0,6	0,7	0,6	-1,0	0,6	0,3	0,3	6,9	0,4	0,4	0,4	-0,3	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,6	-0,3	0,6	
2009	0,5	0,6	0,5	-10,1	0,4	0,3	0,3	-7,6	0,5	0,4	0,4	-1,3	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,6	-8,2	0,6	
2010	0,6	0,7	0,5	2,2	0,4	0,3	0,3	1,9	0,5	0,4	0,4	0,8	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,6	4,5	0,6	
2011	0,6	0,7	0,5	0,0	0,4	0,3	0,3	3,4	0,5	0,4	0,4	1,5	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,6	0,9	0,6	
2012	0,6	0,7	0,5	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,5	0,4	0,4	2,8	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,6	4,2	0,6	
2013	0,6	0,7	0,5	1,1	0,4	0,3	0,3	2,0	0,5	0,5	0,4	3,0	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	3,5	0,6	
2014	0,6	0,7	0,6	1,0	0,4	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	2,8	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	2,2	0,6	
2015	0,6	0,7	0,6	0,6	0,4	0,4	0,3	1,6	0,5	0,5	0,5	3,3	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	2,9	0,6	
2016	0,6	0,7	0,5	-1,4	0,4	0,3	0,3	-0,9	0,5	0,5	0,5	2,7	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	-0,2	0,6	
2017	0,6	0,7	0,6	1,8	0,4	0,4	0,3	1,5	0,5	0,5	0,5	-1,1	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	2,5	0,6	
2018	0,6	0,7	0,6	0,4	0,4	0,4	0,3	2,8	0,5	0,5	0,5	0,8	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	1,4	0,6	
2019	0,6	0,7	0,6	0,1	0,4	0,4	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	2,2	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	1,4	0,6	
2020	0,6	0,7	0,6	0,8	0,4	0,4	0,4	1,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	1,6	0,6	
2021	0,6	0,7	0,6	0,0	0,4	0,4	0,4	1,9	0,5	0,5	0,5	0,8	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	0,9	0,6	
2022	0,6	0,7	0,6	0,8	0,5	0,4	0,4	1,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	1,5	0,6	
2023	0,6	0,7	0,6	0,1	0,5	0,4	0,4	1,9	0,5	0,5	0,5	0,0	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	1,0	0,6	
2024	0,6	0,7	0,6	0,1	0,5	0,4	0,4	-0,8	0,5	0,5	0,5	2,1	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	0,6	0,6	
2025	0,6	0,7	0,6	0,0	0,5	0,4	0,4	1,3	0,5	0,5	0,5	0,0	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	0,9	0,6	
2026	0,6	0,7	0,6	0,0	0,5	0,4	0,4	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8	0,6	0,8	0,6	

FUENTE:
 [1] Datos proporcionados por Área Comercial de Coelvisac
 [2] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.14 y A-2.15

Cuadro A- 2.21: Factor de Carga – Demanda Clientes Libres 2003–2026

AÑO	PERIODO	DEMANDA CLIENTES LIBRES																													
		CLIENTE 1						CLIENTE 2						CLIENTE 3						CLIENTE 4						SUBTOTAL					
		HP	HFP	TOT.	VARC.	HP	HFP	TOT.	VARC.	HP	HFP	TOT.	VARC.	HP	HFP	TOT.	VARC.	HP	HFP	TOT.	VARC.	HP	HFP	TOT.	VARC.						
		[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]	[-]	[-]	[-]	[%]						
2003	-3																														
2004	-2																														
2005	-1	0,71	0,66	0,63																											
2006	0	0,75	0,65	0,62	-2,00	0,77	0,60	0,54																							
2007	1	0,72	0,64	0,61	-1,19	0,76	0,59	0,53	-2,11	0,66	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54						
2008	2	0,71	0,65	0,62	0,35	0,75	0,585	0,54	0,83	0,64	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54						
2009	3	0,72	0,65	0,61	-0,09	0,76	0,585	0,52	-2,52	0,63	0,55	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56						
2010	4	0,73	0,66	0,62	1,51	0,76	0,59	0,54	2,92	0,635	0,54	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53						
2011	5	0,735	0,67	0,63	1,38	0,75	0,59	0,54	-0,22	0,64	0,54	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53						
2012	6	0,74	0,67	0,64	0,40	0,76	0,58	0,53	-1,31	0,645	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55						
2013	7	0,74	0,68	0,64	1,25	0,765	0,59	0,54	1,58	0,645	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56						
2014	8	0,74	0,68	0,64	0,00	0,765	0,60	0,55	1,47	0,65	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56						
2015	9	0,74	0,69	0,65	1,23	0,77	0,60	0,55	0,08	0,65	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56						
2016	10	0,74	0,69	0,65	0,00	0,77	0,60	0,55	0,00	0,65	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56						
2017	11	0,75	0,69	0,64	-1,52	0,765	0,61	0,54	-0,53	0,66	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57						
2018	12	0,75	0,70	0,65	1,24	0,76	0,62	0,55	1,39	0,66	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58						
2019	13	0,75	0,70	0,65	0,00	0,76	0,62	0,55	0,00	0,665	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57						
2020	14	0,75	0,71	0,66	1,22	0,77	0,62	0,55	0,14	0,665	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57						
2021	15	0,75	0,71	0,66	0,00	0,77	0,62	0,55	0,00	0,665	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57						
2022	16	0,76	0,72	0,67	1,40	0,76	0,625	0,56	2,44	0,67	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58						
2023	17	0,76	0,72	0,67	0,00	0,76	0,625	0,56	0,00	0,67	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58						
2024	18	0,76	0,72	0,67	0,00	0,76	0,63	0,57	0,70	0,68	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58						
2025	19	0,76	0,72	0,67	0,00	0,76	0,63	0,57	0,00	0,68	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58						
2026	20	0,76	0,72	0,67	0,00	0,76	0,63	0,57	0,00	0,68	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58						

FUENTE:

[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.11 y A-2.12

Cuadro A - 2.22: Factor de Carga Total 2003–2026

AÑO	PERÍODO	COELVISAC										MERCADO MAYORISTA										TOTAL						
		DEMANDA					DEMANDA					DEMANDA					DEMANDA					DEMANDA TOTAL						
		HP	HFP	TOTAL	VARC.	[%]	HP	HFP	TOTAL	VARC.	[%]	HP	HFP	TOTAL	VARC.	[%]	HP	HFP	TOTAL	VARC.	[%]	HP	HFP	TOTAL	VARC.	[%]		
		[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	
2003	-3	0,45	0,62	0,52	3,60	0,00	0,00	0,00	-1,77	0,45	0,62	0,52	0,00	0,00	0,45	0,62	0,52	0,00	0,00	0,45	0,62	0,52	0,00	0,00	0,45	0,62	0,52	3,60
2004	-2	0,57	0,65	0,54	9,53	0,00	0,00	0,00	8,77	0,57	0,65	0,54	0,00	0,00	0,57	0,65	0,54	0,00	0,00	0,57	0,65	0,54	0,00	0,00	0,57	0,65	0,54	3,60
2005	-1	0,67	0,70	0,59	1,97	0,00	0,00	0,00	1,63	0,67	0,70	0,59	0,00	0,00	0,67	0,70	0,59	0,00	0,00	0,67	0,70	0,59	0,00	0,00	0,67	0,70	0,59	9,53
2006	0	0,73	0,71	0,60	-6,26	0,00	0,00	0,00	-94,05	0,73	0,71	0,60	0,00	0,00	0,73	0,71	0,60	0,00	0,00	0,73	0,71	0,60	0,00	0,00	0,73	0,71	0,60	1,97
2007	1	0,65	0,64	0,56	0,55	0,00	0,00	0,00	103,84	0,65	0,64	0,56	0,00	0,00	0,65	0,64	0,56	0,00	0,00	0,65	0,64	0,56	0,00	0,00	0,65	0,64	0,56	-8,69
2008	2	0,66	0,65	0,56	-5,81	0,00	0,00	0,00	984,83	0,66	0,65	0,56	0,00	0,00	0,66	0,65	0,56	0,00	0,00	0,66	0,65	0,56	0,00	0,00	0,66	0,65	0,56	-2,35
2009	3	0,63	0,61	0,53	2,64	0,00	0,00	0,00	-5,54	0,63	0,61	0,53	0,00	0,00	0,63	0,61	0,53	0,00	0,00	0,63	0,61	0,53	0,00	0,00	0,63	0,61	0,53	81,04
2010	4	0,64	0,63	0,55	0,82	0,00	0,00	0,00	-3,67	0,64	0,63	0,55	0,00	0,00	0,64	0,63	0,55	0,00	0,00	0,64	0,63	0,55	0,00	0,00	0,64	0,63	0,55	0,00
2011	5	0,64	0,63	0,55	3,86	0,00	0,00	0,00	16,16	0,64	0,63	0,55	0,00	0,00	0,64	0,63	0,55	0,00	0,00	0,64	0,63	0,55	0,00	0,00	0,64	0,63	0,55	0,00
2012	6	0,66	0,66	0,57	2,98	0,00	0,00	0,00	-2,33	0,66	0,66	0,57	0,00	0,00	0,66	0,66	0,57	0,00	0,00	0,66	0,66	0,57	0,00	0,00	0,66	0,66	0,57	0,00
2013	7	0,67	0,68	0,59	1,94	0,00	0,00	0,00	-2,22	0,67	0,68	0,59	0,00	0,00	0,67	0,68	0,59	0,00	0,00	0,67	0,68	0,59	0,00	0,00	0,67	0,68	0,59	0,00
2014	8	0,67	0,69	0,60	2,57	0,00	0,00	0,00	-3,93	0,67	0,69	0,60	0,00	0,00	0,67	0,69	0,60	0,00	0,00	0,67	0,69	0,60	0,00	0,00	0,67	0,69	0,60	0,00
2015	9	0,68	0,71	0,61	0,06	0,00	0,00	0,00	-1,28	0,68	0,71	0,61	0,00	0,00	0,68	0,71	0,61	0,00	0,00	0,68	0,71	0,61	0,00	0,00	0,68	0,71	0,61	0,00
2016	10	0,69	0,71	0,61	2,09	0,00	0,00	0,00	-2,66	0,69	0,71	0,61	0,00	0,00	0,69	0,71	0,61	0,00	0,00	0,69	0,71	0,61	0,00	0,00	0,69	0,71	0,61	0,00
2017	11	0,69	0,72	0,63	1,48	0,00	0,00	0,00	-1,56	0,69	0,72	0,63	0,00	0,00	0,69	0,72	0,63	0,00	0,00	0,69	0,72	0,63	0,00	0,00	0,69	0,72	0,63	0,00
2018	12	0,69	0,73	0,64	0,39	0,00	0,00	0,00	-1,67	0,69	0,73	0,64	0,00	0,00	0,69	0,73	0,64	0,00	0,00	0,69	0,73	0,64	0,00	0,00	0,69	0,73	0,64	0,00
2019	13	0,70	0,74	0,64	1,46	0,00	0,00	0,00	-2,25	0,70	0,74	0,64	0,00	0,00	0,70	0,74	0,64	0,00	0,00	0,70	0,74	0,64	0,00	0,00	0,70	0,74	0,64	0,00
2020	14	0,71	0,75	0,65	0,90	0,00	0,00	0,00	-2,34	0,71	0,75	0,65	0,00	0,00	0,71	0,75	0,65	0,00	0,00	0,71	0,75	0,65	0,00	0,00	0,71	0,75	0,65	0,00
2021	15	0,71	0,75	0,65	1,58	0,00	0,00	0,00	-2,69	0,71	0,75	0,65	0,00	0,00	0,71	0,75	0,65	0,00	0,00	0,71	0,75	0,65	0,00	0,00	0,71	0,75	0,65	0,00
2022	16	0,72	0,76	0,67	0,91	0,00	0,00	0,00	-2,13	0,72	0,76	0,67	0,00	0,00	0,72	0,76	0,67	0,00	0,00	0,72	0,76	0,67	0,00	0,00	0,72	0,76	0,67	0,00
2023	17	0,72	0,77	0,67	0,75	0,00	0,00	0,00	-3,11	0,72	0,77	0,67	0,00	0,00	0,72	0,77	0,67	0,00	0,00	0,72	0,77	0,67	0,00	0,00	0,72	0,77	0,67	0,00
2024	18	0,73	0,78	0,68	0,84	0,00	0,00	0,00	-2,50	0,73	0,78	0,68	0,00	0,00	0,73	0,78	0,68	0,00	0,00	0,73	0,78	0,68	0,00	0,00	0,73	0,78	0,68	0,00
2025	19	0,74	0,78	0,68	1,56	0,00	0,00	0,00	-3,81	0,74	0,78	0,68	0,00	0,00	0,74	0,78	0,68	0,00	0,00	0,74	0,78	0,68	0,00	0,00	0,74	0,78	0,68	0,00
2026	20	0,75	0,80	0,69		0,00	0,00	0,00		0,75	0,80	0,69	0,00	0,00	0,75	0,80	0,69	0,00	0,00	0,75	0,80	0,69	0,00	0,00	0,75	0,80	0,69	0,00

FUENTE:

[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.16, A-2.17 y A-2.18

Cuadro A- 2.23: Costo Marginal, Tarifa Barra Lima y Consumo de Energía 1995-1999

COSTO MARGINAL, TARIFA EN BARRA LIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA 1995-1999						
Mes	Costo Marg. CMg US\$/MWh	Tarifa en Barra TB US\$/MWh	Consumo Energía GWh	Valorización Costo Marg. Miles US\$	Valorización Tarifa Barra Miles US\$	Valorización CMg - TB Miles US\$
	(1)	(2)	(3)			
ene-95	34,85	30,06	943,2	32.875	28.351	4.524
feb-95	33,64	29,65	841,9	28.324	24.964	3.359
mar-95	19,09	29,13	932,5	17.797	27.161	-9.364
abr-95	20,03	29,13	891,3	17.849	25.961	-8.112
may-95	45,72	33,13	945,2	43.215	31.314	11.901
jun-95	56,26	33,13	914,9	51.475	30.310	21.165
jul-95	61,84	34,04	954,7	59.043	32.496	26.548
ago-95	61,44	33,74	960,8	59.030	32.413	26.618
sep-95	63,15	33,80	920,4	58.127	31.105	27.022
oct-95	62,53	33,44	926,2	57.915	30.970	26.945
nov-95	48,38	34,45	900,7	43.577	31.028	12.549
dic-95	49,94	34,51	913,3	45.614	31.517	14.097
ene-96	12,27	33,95	926,4	11.367	31.454	-20.087
feb-96	13,88	34,37	858,5	11.919	29.504	-17.585
mar-96	21,58	34,40	923,9	19.937	31.778	-11.841
abr-96	13,39	34,22	875,2	11.719	29.951	-18.231
may-96	18,01	36,59	943,9	17.000	34.533	-17.533
jun-96	49,86	36,17	931,5	46.446	33.689	12.757
jul-96	55,59	37,27	952,8	52.966	35.506	17.460
ago-96	50,66	37,25	939,9	47.618	35.011	12.606
sep-96	50,75	36,57	915,4	46.457	33.475	12.982
oct-96	52,74	37,52	943	49.739	35.385	14.353
nov-96	61,77	33,64	922,9	57.012	31.044	25.968
dic-96	58,47	36,39	949,7	55.532	34.563	20.969
ene-97	36,11	35,80	947,1	34.201	33.908	293
feb-97	23,96	35,73	865,7	20.740	30.936	-10.196
mar-97	39,47	35,75	944,4	37.273	33.761	3.513
abr-97	56,60	33,65	954,5	54.024	32.117	21.906
may-97	64,72	32,68	971,5	62.878	31.752	31.126
jun-97	70,01	32,84	948,1	66.376	31.139	35.237
jul-97	69,05	32,82	1057,6	73.026	34.709	38.316
ago-97	66,18	32,82	1101,4	72.894	36.147	36.747
sep-97	68,59	32,86	1074,4	73.696	35.301	38.395
oct-97	62,83	31,96	1107,3	69.573	35.395	34.178
nov-97	38,88	30,06	1074,8	41.792	32.305	9.487
dic-97	37,44	29,98	1123,4	42.060	33.679	8.381
ene-98	18,50	30,07	1128,2	20.867	33.926	-13.059
feb-98	10,80	27,49	1044,7	11.285	28.719	-17.434
mar-98	17,62	27,52	1136,3	20.025	31.270	-11.245
abr-98	26,63	25,25	1096,3	29.195	27.687	1.508
may-98	30,44	24,79	1128,4	34.346	27.972	6.374
jun-98	31,49	24,21	1092	34.382	26.441	7.941
jul-98	30,30	24,83	1130,6	34.255	28.069	6.186
ago-98	32,09	24,08	1150,1	36.910	27.694	9.216
sep-98	35,53	23,94	1124	39.933	26.914	13.019
oct-98	24,65	23,70	1140	28.098	27.013	1.086
nov-98	14,53	24,20	1103,3	16.028	26.698	-10.670
dic-98	19,64	23,20	1136,6	22.327	26.364	-4.037
ene-99	17,61	20,31	1143	20.129	23.209	-3.080
feb-99	12,75	20,21	1059,4	13.503	21.413	-7.910
mar-99	6,96	21,94	1169,4	8.144	25.654	-17.509
abr-99	5,93	21,54	1102,6	6.544	23.747	-17.204
may-99	8,60	24,25	1152,4	9.915	27.946	-18.031
jun-99	12,96	24,94	1115,6	14.463	27.822	-13.359
jul-99	14,25	25,81	1146,4	16.341	29.584	-13.243
ago-99	21,84	26,38	1172	25.596	30.915	-5.319
sep-99	20,05	29,24	1152,4	23.101	33.698	-10.598
oct-99	19,86	30,05	1184	23.510	35.576	-12.066
nov-99	33,64	27,49	1179,5	39.674	32.421	7.254
dic-99	16,85	28,56	1213,6	20.449	34.662	-14.213

FUENTE:

[1] COES – SINAC (2004) - Estadística Mensual de Costos Marginales

[2] Los datos hasta 2003 fueron proporcionados por una empresa generadora y los datos desde enero 2004 han sido calculadas a partir de COES - Registro de los Consumos Mensuales

[3] COES – SINAC (2004) - Informe de Máxima Demanda Mensual

Cuadro A- 2.24: Costo Marginal, Tarifa Barra Lima y Consumo de Energía 2000-2004

COSTO MARGINAL, TARIFA EN BARRA LIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA 2000-2004						
Mes	Costo Marg. CMg US\$/MWh	Tarifa en Barra TB US\$/MWh	Consumo Energía GWh	Valorización Costo Marg. Miles US\$	Valorización Tarifa Barra Miles US\$	Valorización CMg - TB Miles US\$
	(1)	(2)	(3)			
ene-00	12,87	28,72	1210,5	15.584	34.771	-19.187
feb-00	15,19	30,95	1164,1	17.680	36.024	-18.344
mar-00	18,16	30,64	1252,3	22.737	38.365	-15.628
abr-00	7,88	30,71	1167,7	9.204	35.865	-26.662
may-00	5,81	27,13	1217,8	7.074	33.042	-25.968
jun-00	15,61	27,25	1178,1	18.391	32.102	-13.711
jul-00	31,76	27,37	1194,2	37.925	32.691	5.234
ago-00	37,13	30,34	1239,8	46.036	37.612	8.423
sep-00	37,01	30,03	1197,8	44.327	35.966	8.361
oct-00	37,44	29,98	1513,1	56.654	45.368	11.286
nov-00	29,33	29,14	1476,8	43.312	43.037	275
dic-00	10,68	29,18	1506	16.082	43.938	-27.856
ene-01	7,57	29,10	1515,5	11.475	44.102	-32.628
feb-01	13,64	29,20	1397,4	19.067	40.804	-21.737
mar-01	18,27	30,33	1549,3	28.299	46.994	-18.695
abr-01	7,30	29,66	1480,2	10.809	43.909	-33.100
may-01	9,47	28,70	1551,2	14.692	44.514	-29.822
jun-01	23,56	29,59	1503,6	35.418	44.486	-9.068
jul-01	39,18	29,81	1556,1	60.961	46.383	14.578
ago-01	41,13	29,85	1563	64.292	46.655	17.636
sep-01	36,87	29,84	1541,3	56.820	45.994	10.826
oct-01	29,02	30,34	1615,6	46.884	49.020	-2.136
nov-01	20,14	26,89	1569,3	31.606	42.203	-10.597
dic-01	17,12	26,15	1620,2	27.744	42.371	-14.627
ene-02	19,99	25,90	1642,4	32.832	42.538	-9.706
feb-02	16,88	26,51	1496,6	25.255	39.674	-14.419
mar-02	15,94	26,70	1675,2	26.698	44.731	-18.033
abr-02	10,34	27,03	1644,5	17.010	44.448	-27.439
may-02	23,31	28,35	1663,6	38.771	47.162	-8.392
jun-02	31,50	27,95	1565,1	49.300	43.750	5.550
jul-02	33,57	27,65	1615,4	54.221	44.660	9.561
ago-02	51,21	27,15	1635,4	83.743	44.400	39.343
sep-02	51,23	28,15	1642,7	84.149	46.238	37.911
oct-02	35,17	28,48	1709	60.100	48.665	11.435
nov-02	18,93	27,71	1651,6	31.260	45.768	-14.508
dic-02	18,18	27,67	1716,3	31.195	47.493	-16.299
ene-03	13,11	27,26	1726,44	22.629	47.057	-24.428
feb-03	16,39	27,28	1602,12	26.267	43.706	-17.439
mar-03	21,63	28,21	1766,77	38.218	49.838	-11.620
abr-03	11,14	28,31	1690,1	18.828	47.841	-29.013
may-03	20,34	27,07	1737,34	35.332	47.034	-11.702
jun-03	43,23	27,26	1690,79	73.099	46.090	27.009
jul-03	57,36	26,48	1730,41	99.250	45.827	53.423
ago-03	64,63	26,42	1743,74	112.692	46.074	66.619
sep-03	61,29	26,41	1697,8	104.063	44.834	59.229
oct-03	58,07	26,48	1785,12	103.655	47.276	56.379
nov-03	65,89	23,92	1737,23	114.461	41.558	72.903
dic-03	24,03	24,04	1780,71	42.790	42.807	-17
ene-04	51,20	24,11	1799,4	92.134	43.387	48.747
feb-04	36,64	24,30	1719,9	63.015	41.796	21.220
mar-04	32,52	24,49	1862,9	60.583	45.612	14.971
abr-04	54,49	24,18	1794,8	97.796	43.402	54.393
may-04	108,51	24,34	1843,7	200.064	44.876	155.188
jun-04	99,40	24,51	1778,6	176.782	43.600	133.182
jul-04	97,58	24,82	1804,4	176.065	44.784	131.281
ago-04	111,61	25,29	1847,2	206.168	46.708	159.459
sep-04	112,39	25,54	1816,8	204.181	46.395	157.786
oct-04	64,06	26,13	1864,2	119.419	48.713	70.705
nov-04	23,93	32,44	1844,8	44.140	59.850	-15.711
dic-04	31,45	32,84	1926,2	60.579	63.254	-2.674
ene-05	22,72	31,22	1896,6	43.096	59.209	-16.113
feb-05	21,85	31,23	1748,5	38.207	54.598	-16.391

FUENTE:

(1) COES – SINAC (2004) - Estadística Mensual de Costos Marginales
(2) Los datos hasta 2003 fueron proporcionados por una empresa generadora y los datos desde enero 2004 han sido calculadas a partir de COES - Registro de los Consumos Mensuales
(3) COES – SINAC (2004) - Informe de Máxima Demanda Mensual

Cuadro A-2.25: Precios en Barra al 2003

PRECIOS UNITARIOS EN BARRA - NOVIEMBRE 2003														
BARRA	VARIABLE	UNIDAD	VILLACURI		ANDAHUASI		SANTAS GLORIAS		OLMOS-MOTUPE		OTRO 1		SUBTOTAL	
			BARRA	MONTO	BARRA	MONTO	BARRA	MONTO	BARRA	MONTO	BARRA	MONTO	BARRA	MONTO
(1) REFERENCIA	PPB	[S./kW-mes]	ICA 220 kv		HUACHO 220 kv		LIMA 220 kv		CHICLAYO 220 kv		ICA 220 kv		INDEPENDENCIA 220 kv	
	PEBP	[S./MWh]	31,76	108,4	31,47	108,2	32,11	111,00	30,15	106,1	31,76	108,4	31,76	107,6
	PEBF	[S./MWh]	75,4	75,4	75,2	75,2	75,7	75,7	77,00	77,00	75,4	75,4	75,4	74,9
	PPB	[US\$/kw-mes]	9,12	9,12	9,03	9,03	9,22	9,22	8,65	8,65	9,12	9,12	9,12	9,04
	PEBP	[US\$/MWh]	31,11	31,06	31,06	31,06	31,86	31,86	30,45	30,45	31,11	31,11	31,11	30,88
	PEBF	[US\$/MWh]	21,64	21,64	21,58	21,58	21,73	21,73	22,10	22,10	21,64	21,64	21,64	21,50
	EQUIV.	[US\$/MWh]	25,64	25,64	58,59	58,59	51,91	51,91	25,97	25,97	51,09	51,09	51,09	25,69
	EQV. CR	[US\$/MWh]	25,87	25,87			26,03	26,03						25,69
	EQV. CL	[US\$/MWh]	43,59	43,59			44,03	44,03						43,25
	EQV. T.	[US\$/MWh]	31,06	31,06			31,31	31,31						30,84
(2) COMPRA	PPB	[S./kW-mes]	VILLACURI 60kv		ANDAHUASI MT		SURCO MT		OLMOS MT					
	PEBP	[S./MWh]	33,22	123,8	33,23	124,1	39,02	105,8	34,03	137,1	34,03	137,1	34,03	
	PEBF	[S./MWh]	89,6	89,6	89,7	89,7	105,8	105,8	105,00	105,00				
	PPB	[US\$/kw-mes]	9,54	9,54	9,54	9,54	11,20	11,20	9,77	9,77				
	PEBP	[US\$/MWh]	35,53	35,53	35,62	35,62	30,37	30,37	39,35	39,35				
	PEBF	[US\$/MWh]	25,72	25,72	25,75	25,75	30,37	30,37	30,14	30,14				
	EQUIV.	[US\$/MWh]	29,89	29,89	64,79	64,79	64,61	64,61	34,49	34,49				

NOTAS:

- (1) Tipo de Cambio aplicado a 2003-11-01: 1 US\$ = 3,484 S/.
- (2) Máxima Demanda presente en HFP; cálculos sobre P en HP
- (3) El precio de compra para Santas Glorias es tipo MT4P como cliente final de Adinelsa.
- (4) Proporción de demanda según casos:
 - PEBP → Precio de la Energía en barra en Horas punta
 - PEBF → Precio de la Energía en barra en Horas fuera de punta

FUENTE:

- [1] Datos de Barra de Referencia: OSINERG – GART (2003) Resolución de Fijación de Tarifas aplicable a partir de Noviembre del 2003
- [2] Datos de Barra de Compra: Extrapolados sobre la base OSINERG – GART (2003) Resolución de Fijación de Tarifas aplicable a partir de Noviembre del 2003
- [3] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.11, A-2.12, A-2.14, A-2.15 y A-2.16

Cuadro A- 2.26: Expansión del Precio Monómico al 2003

EXPANSIÓN DEL PRECIO MONÓMICO AL 2003					
BARRA	TENSIÓN	DEMANDA	PRECIO MONÓMICO		
			NOVIEMBRE 2003		
			VALOR	F. EXPANSION	
			[US\$/MWh]	[-]	[-]
VILLACURÍ	60	VILLACURÍ	29,89		
ICA	220	VILLACURÍ	25,64	1,166	
		TOTAL	31,06		1,007
ANDAHUASI	MT	ANDAHUASI	64,79		
HUACHO	220	ANDAHUASI	58,59	1,106	
		SURCO	MT	SANTAS GLORIAS	64,61
LIMA	220	SANTAS GLORIAS	51,91	1,245	
		TOTAL	31,31		1,015
		OLMOS	MT	OLMOS-MOTUPE	34,49
CHICLAYO	220	OLMOS-MOTUPE	25,97	1,328	
ICA	220	OTROS REGUL.	51,09		
INDEPENDENCIA	220	CLIENTES REGUL.	25,69		
		CLIENTES LIBRES	43,25		
		TOTAL	30,84		1,000

FUENTE:
[1] Elaboración propia sobre la base del Cuadro A-2.25

Cuadro A- 2.27: Parámetros de Precio – Valores Unitarios 2003–2026

PARAMETROS DE PRECIO - VALORES UNITARIOS 2003 - 2026

AÑO	PERÍODO	BARRA DE REFERENCIA LIMA						BARRA ICA						BARRA INDEPENDENCIA					
		PPB [US\$/kW- mes]	PEBP [US\$/ MWh]	PEBF [US\$/ MWh]	Energía [US\$/ MWh]	f _E [-]	f _c [-]	f _{EN} [-]	EQIV. [US\$/ MWh]	VARC. [%]	f _E [-]	EQIV. [US\$/ MWh]	VARC. [%]	PPB [US\$/ kW-mes]	PEBP [US\$/ MWh]	PEBF [US\$/ MWh]	Energía [US\$/ MWh]	f _E [-]	EQIV. [US\$/ MWh]
2003	-3	9,22	31,86	21,73	22,21	1,0	0,5	0,0	46,625	1,0	46,265	2,51	9,08	31,38	21,40	21,87	1,0	45,927	2,51
2004	-2	9,72	32,50	22,50	22,94		0,5	0,0	47,795		47,426	2,51	9,57	32,01	22,16	22,60		47,080	2,51
2005	-1	9,32	29,25	22,00	22,42		0,6	0,1	44,178		43,837	-7,57	9,18	28,81	21,67	22,09		43,517	-7,57
2006	0	8,92	28,226	21,75	22,15		0,6	0,1	42,567		42,238	-3,65	8,78	27,8	21,42	21,82		41,930	-3,65
2007	1	8,52	27,24	21,60	22,13		0,6	0,1	42,930		42,598	0,85	8,39	26,83	21,28	21,79		42,287	0,85
2008	2	8,12	26,285	21,50	21,94		0,6	0,1	41,661		41,339	-2,96	7,99	25,89	21,18	21,61		41,038	-2,96
2009	3	7,72	26,00	21,30	21,74		0,5	0,1	41,644		41,322	-0,04	7,60	25,61	20,98	21,42		41,021	-0,04
2010	4	7,32	24,96	21,10	21,45		0,5	0,1	39,837		39,529	-4,34	7,21	24,58	20,78	21,13		39,241	-4,34
2011	5	7,22	24,71	21,00	21,33		0,5	0,1	39,320		39,016	-1,30	7,11	24,34	20,69	21,01		38,731	-1,30
2012	6	6,86	24,46	20,90	21,22		0,6	0,1	37,675		37,384	-4,18	6,75	24,09	20,59	20,91		37,111	-4,18
2013	7	6,51	24,17	20,80	21,10		0,6	0,1	36,283		36,002	-3,70	6,42	23,8	20,49	20,79		35,740	-3,70
2014	8	6,19	24,16	20,80	21,10		0,6	0,1	35,247		34,975	-2,85	6,09	23,8	20,49	20,79		34,720	-2,85
2015	9	5,88	24,16	20,80	21,09		0,6	0,1	34,194		33,930	-2,99	5,79	23,8	20,49	20,78		33,682	-2,99
2016	10	5,88	24,16	20,80	21,09		0,6	0,1	34,186		33,922	-0,02	5,79	23,8	20,49	20,78		33,675	-0,02
2017	11	5,88	24,16	20,80	21,09		0,6	0,1	33,920		33,658	-0,78	5,79	23,8	20,49	20,78		33,412	-0,78
2018	12	5,88	24,16	20,80	21,10		0,6	0,1	33,735		33,475	-0,54	5,79	23,8	20,49	20,78		33,230	-0,54
2019	13	5,88	24,16	20,80	21,10		0,6	0,1	33,691		33,431	-0,13	5,79	23,8	20,49	20,79		33,187	-0,13
2020	14	5,88	24,16	20,80	21,10		0,6	0,1	33,509		33,251	-0,54	5,79	23,8	20,49	20,79		33,008	-0,54
2021	15	5,88	24,16	20,80	21,10		0,7	0,1	33,397		33,139	-0,33	5,79	23,8	20,49	20,78		32,897	-0,33
2022	16	5,88	24,16	20,80	21,10		0,7	0,1	33,208		32,951	-0,57	5,79	23,8	20,49	20,79		32,711	-0,57
2023	17	5,88	24,16	20,80	21,10		0,7	0,1	33,098		32,843	-0,33	5,79	23,8	20,49	20,79		32,603	-0,33
2024	18	5,88	24,16	20,80	21,10		0,7	0,1	33,007		32,752	-0,27	5,79	23,8	20,49	20,78		32,513	-0,27
2025	19	5,88	24,16	20,80	21,10		0,7	0,1	32,907		32,653	-0,30	5,79	23,8	20,49	20,78		32,414	-0,30
2026	20	5,88	24,16	20,80	21,10		0,7	0,1	32,725		32,472	-0,55	5,79	23,8	20,49	20,78		32,235	-0,55

NOTAS:

(1) Nomenclatura → f_{EN} → Factor de Energía; E_p/E_t → Ratio Energía de Punta entre Energía Total
 → f_c → Factor de Carga; Ratio Energía Total entre Máxima Demanda por Tiempo Anual
 → f_E → Factor de Expansión de Precios entre Barras

FUENTE: [1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros A-2.16, A-2.22, A-2.25 y A-2.26

A-2.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO -

A-2.2.1 Proyección de la Demanda de Electricidad 2003-2015

La proyección de la demanda de energía eléctrica en Perú está basada en los resultados obtenidos a partir de un modelo econométrico que, empleando la data histórica, explica el comportamiento de las ventas de energía eléctrica a través del crecimiento del número de clientes residenciales y el desenvolvimiento de la economía reflejado en el Producto Bruto Interno (PBI).

Aplicando el modelo econométrico arriba citado, se obtiene las proyecciones de las ventas de electricidad. A las ventas de energía eléctrica se le adicionan las pérdidas de distribución para obtener la energía que cada área de concesión recibe de la red de transmisión. A la energía requerida en los sistemas de distribución se le adicionan las pérdidas de transmisión y generación a fin de determinar la producción de energía neta requerida de las estaciones de generación para suministrar a estas cargas. Las pérdidas de distribución, transmisión y generación se asume disminuyen a lo largo del período de proyección. La máxima demanda anual de sistema eléctrico de Perú se determina a partir de la energía requerida y del factor de carga anual. El factor de carga del sistema eléctrico se incrementará ligeramente a lo largo del horizonte de proyección.

Teniendo en cuenta aspectos estadísticos y económicos se seleccionó el siguiente modelo:

$$\log(\text{VE})_t = a + b \cdot \log(\text{PBI})_{t-1} + c \cdot \log(\text{CLR})_t + d \cdot \log(\text{VE})_{t-1} + u$$

donde: VE: ventas de electricidad.

PBI: producto bruto interno

CLR: clientes residenciales

a, b, c y d son los parámetros del modelo econométrico.

u: es la variable de perturbación aleatoria que recoge el efecto conjunto de otras variables no directamente explicadas en el modelo, cuyo efecto individual no resulta relevante.

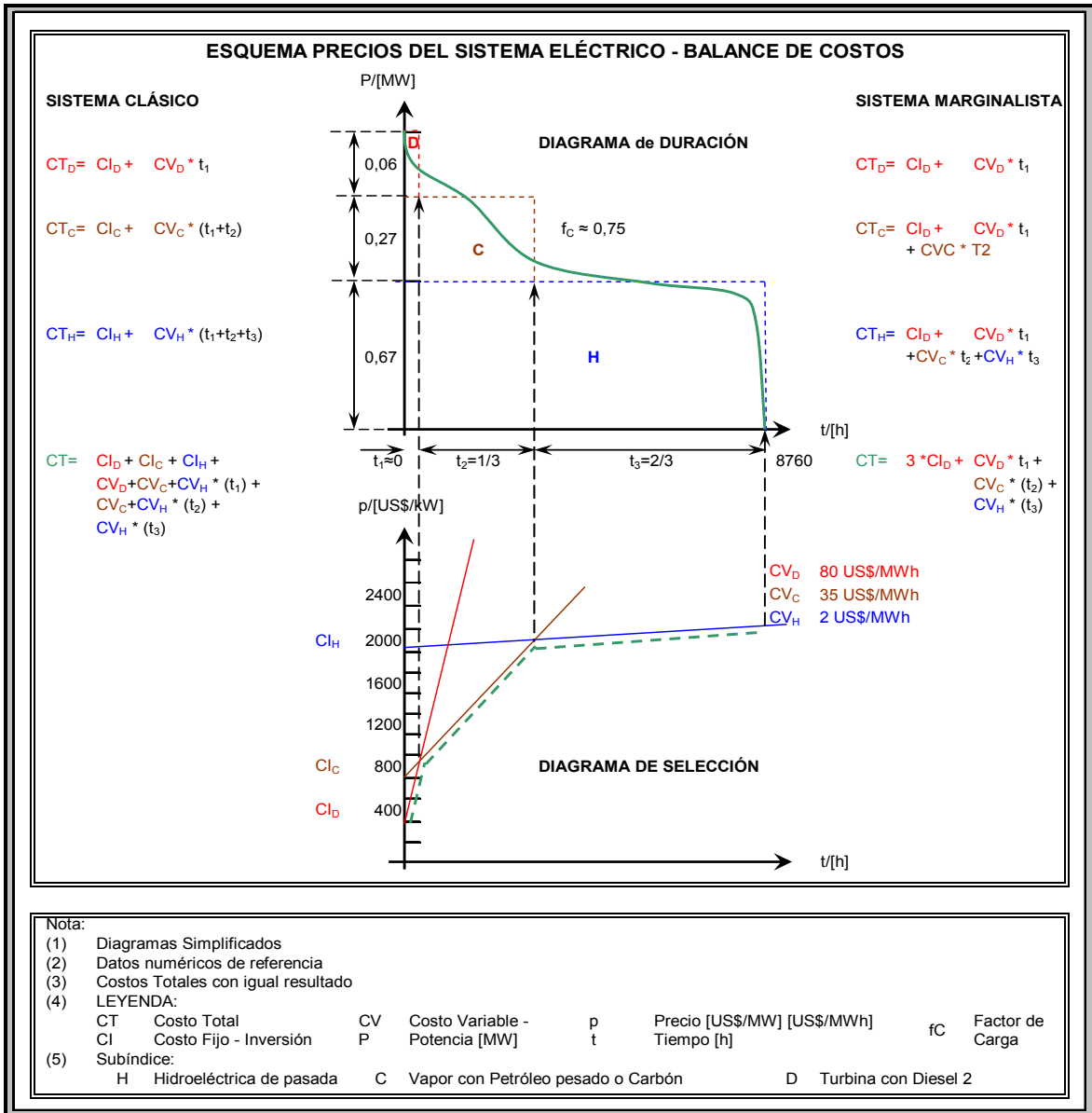
Con la información histórica y utilizando como herramienta el software Econometric -View para windows 95 los parámetros resultantes del modelo fueron los siguientes:

$$\log(\text{VE})_t = -6,088 + 0,578 \cdot \log(\text{PBI})_{t-1} + 0,596 \cdot \log(\text{CLR})_t + 0,179 \cdot \log(\text{VE})_{t-1}$$

(-5,50)	(5,65)	(3,91)	(1,21)
R2= 0.989		D.W.=1.84	

Acorde con los resultados, el modelo presenta un alto grado de ajuste expresado a través del R². Así mismo el valor del Durbin Watson (D.W.) indica que el modelo no tiene problemas de autocorrelación. La función estadística t-student nos permite evaluar individualmente el grado de explicación de las variables a través de un test-estadístico. Las variables producto bruto interno con un rezago (PBI)_{t-1} y número de clientes residenciales (CLR) son significativas individualmente con una probabilidad de error de 0.5%. Se incluye en el modelo, como variable explicativa, las ventas de energía eléctrica con un rezago a fin de levantar la duda de existencia del problema de autocorrelación en el modelo.

A-2.3 PRECIOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO - BALANCE DE COSTOS



Gráfica 2.1: Esquema Precios del Sistema Eléctrico - Balance de Costos

A-3: ANEXOS CAPITULO 3

A-3.1 CONCEPTOS DE TERMODINÁMICA

A-3.1.1 Tipos de Turbinas

Las turbinas son máquinas rotativas. En forma global se clasifican en tres grandes familias:

Las turbinas hidráulicas: son las más antiguas. Usan agua como fluido de trabajo. Sus antepasados directos son los molinos de agua. Hoy existen varios modelos básicos: Pelton, Francis y Kaplan (o hélice de paso variable). A estos modelos básicos se debe agregar la Mitchell-Banki que es muy utilizada en instalaciones de microhidráulica. La típica turbina hidráulica se usa en centrales de generación eléctrica sea centrales de pasada o centrales de embalse.

Las turbinas a vapor: en este caso el fluido de trabajo es vapor de agua (típicamente). Aunque también hay instancias en que se han fabricado usando otro vapor de trabajo (Mercurio, Propano u otro). Las típicas turbinas de vapor se dividen en de acción y de reacción. La turbina a vapor típicamente se usa en centrales térmicas de generación eléctrica. Estos son sistemas de combustión externa (el calor se usa para calentar el fluido de trabajo en forma indirecta en caldera).

Las turbinas a gas: Son las más recientes. Si bien hay intentos de fabricarlas a inicios de este siglo, el primer ensayo exitoso es solo de 1937. Difieren de las anteriores en el sentido de que se realiza combustión dentro de la máquina. Por lo tanto el fluido de trabajo son gases de combustión (de allí su nombre).

Si bien la turbina a gas es un motor de combustión interna y su ciclo tiene puntos en común con los ciclos Otto o Diesel, tiene una diferencia fundamental. Se trata (igual que todas las turbinas) de máquina de funcionamiento continuo. Es decir, en régimen permanente cada elemento de ella está en condición estable.

A-3.1.2 Turbina a gas

Cuadro A- 3.1: Diagrama p-V y T-S Ciclo Joule

DIAGRAMA p-V y T-S CICLO JOULE	
<p style="text-align: center;"><i>Ciclo de Joule e Brayton</i></p> <p style="text-align: center;">1-2: compresión 2-3: turb. comp. 3-3': turb. trabajo 3'-4: turb. trabajo $\Delta Q=0$</p>	<p>En 1 se toma aire ambiente. Este se comprime hasta 2 según una adiabática (idealmente sin roce, normalmente una politrópica con roce).</p> <p>Luego el aire comprimido se introduce a una cámara de combustión. Allí se le agrega una cierta cantidad de combustible y este se quema. Al producirse la combustión se realiza la evolución 2-3. Típicamente esta es isobárica (o casi isobárica, pues se pierde un poco de presión por roce). Como a la cámara de combustión entra tanto fluido como el que sale, la presión casi no varía. La temperatura T_3 es una temperatura crítica, pues corresponde a la mayor temperatura en el ciclo. Además también es la mayor presión. Por lo tanto los elementos sometidos a T_3 serán los más solicitados</p>
<p style="text-align: center;"><i>Ciclo de Joule en diagrama T-S</i></p>	<p>A continuación viene la expansión de los gases hasta la presión ambiente. Esta expansión la debemos dividir en dos fases. En la primera (de 3 a 3') el trabajo de expansión se recupera en una turbina que sirve para accionar el compresor. En la segunda fase (de 3' a 4) existen dos opciones:</p> <p>Si entre 3' y 4 se instala una turbina, el trabajo de expansión se convierte en trabajo mecánico. Se trata de un turbopropulsor o lo que comúnmente se llama turbina a gas.</p> <p>Si entre 3' y 4 se sigue con la expansión de los gases en una tobera, el trabajo de expansión se convierte en energía cinética en los gases. Esta energía cinética sirve para impulsar el motor. Se trata de un turboreactor o lo que comúnmente se llama un motor a reacción.</p> <p>Finalmente los gases de combustión se evacúan a la atmósfera en 4. La evolución 4-1 es virtual y corresponde al enfriamiento de los gases hasta la temperatura ambiente.</p>

Fuente: [1] Universidad de Chile (1999)

Cuadro A- 3.1: Diagrama p-V y T-S Ciclo Joule

Cuadro A- 3.2: Diagrama de Bloques Ciclo Joule

DIAGRAMA DE BLOQUES CICLO JOULE	
<p style="text-align: center;">Alternativa 1: Turbopropulsor</p>	<p>Un turbocompresor que toma el aire ambiente (a p_1 y T_1) y lo comprime hasta p_2 (evolución 1 - 2). Este proceso se puede suponer adiabático. Idealmente es sin roce, pero en general es politrópica con roce.</p> <p>Luego el aire comprimido a p_2 pasa a la cámara de combustión. Allí se le agrega una cierta cantidad de combustible el que se quema. Al quemarse la mezcla, la temperatura de los gases sube hasta T_3. La combustión es prácticamente isobárica (evolución 2 - 3).</p> <p>A continuación los gases calientes y a alta presión se expanden en la turbina T_1. Esta turbina acciona el turbocompresor por medio de un eje. La expansión en la turbina es hasta las condiciones $3'$. Idealmente es expansión adiabática sin roce, pero en general es politrópica con roce (evolución 3 - 3').</p> <p>Luego los gases de escape se siguen expandiendo a través de una segunda turbina de potencia hasta alcanzar la presión ambiente (p_4, evolución 3' - 4). Esta turbina de potencia entrega trabajo al exterior. Típicamente el trabajo se usa para accionar un generador o bien otro mecanismo (hélice en el caso de aviones con turbopropulsor o aspas en un helicóptero).</p>
<p style="text-align: center;">Alternativa 2: Turboreactor</p>	<p>Este caso es similar al anterior hasta el punto 3'. La diferencia estriba en que de allí en adelante, la segunda turbina es reemplazada por una tobera. El potencial de presión de los gases de escape en 3' es convertido en energía cinética. Los gases salen a C_4.</p> <p>Es decir el trabajo de expansión se convierte en energía cinética y los gases salen del motor a gran velocidad, produciendo un empuje por efecto del principio de acción y reacción.</p> <p>El caso se ilustra en la figura de al lado, la que representa un turboreactor de flujo simple. Esto quiere decir que todo el aire pasa por la cámara de combustión y turbina</p>
<p>Fuente: [1] Universidad de Chile (1999)</p>	

Cuadro A- 3.2: Diagrama de Bloques Ciclo Joule

A-3.1.3 Central de ciclo combinado

Se basa en la producción de energía a través de ciclos diferentes, una turbina de gas y otra turbina de vapor. El calor no utilizado por uno de los ciclos se emplea como fuente de calor del otro. De esta forma los gases calientes de escape del ciclo de turbinas de gas entregan la energía necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor acoplado. Esta configuración permite un muy eficiente empleo del gas natural. La energía obtenida en estas instalaciones puede ser utilizada, además de la generación eléctrica, para calefacción a distancia y para la obtención de vapor de proceso.

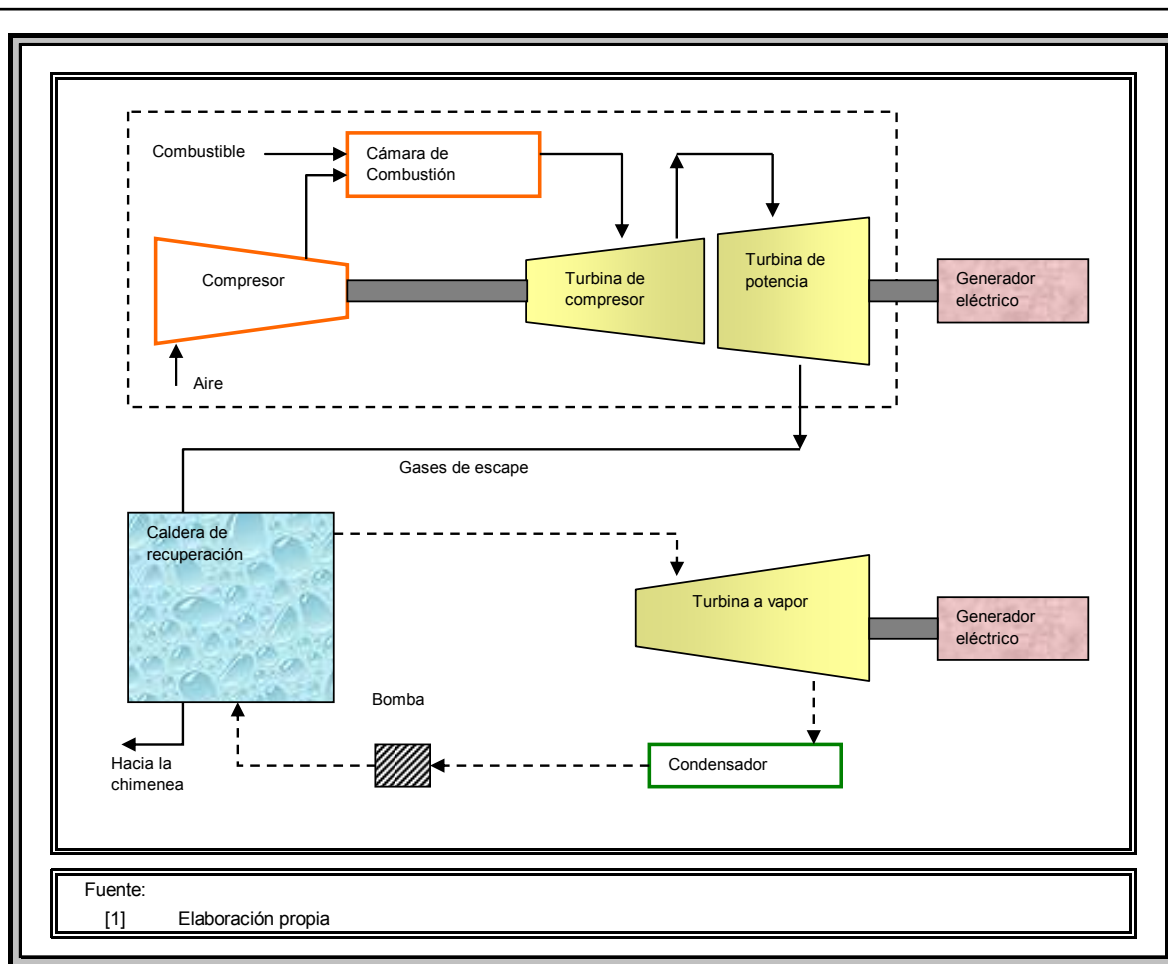
En la **Gráfica A- 3.1** se muestra un esquema simplificado de un circuito típico de un ciclo combinado para generación de energía eléctrica. El aire aspirado desde el ambiente ingresa al turbogruppo del ciclo de gas, es comprimido por un compresor, a continuación se mezcla con el combustible en la cámara de combustión para su quemado. En esta cámara el combustible ingresa atomizado. Los gases de combustión calientes se expanden luego, en la turbina de gas proporcionando el trabajo para la operación del compresor y del generador eléctrico asociado al ciclo de gas. Los gases de escape calientes salientes de la turbina de gas ingresan a la caldera de recuperación. En esta caldera de recuperación se produce el intercambio de calor entre los gases calientes de escape y el agua a alta presión del ciclo de vapor; es decir, el aprovechamiento del calor de los gases de escape llevando su temperatura al valor más bajo posible. Los gases enfriados son descargados a la atmósfera a través de una chimenea.

En relación con el ciclo de vapor, el agua proveniente del condensador ingresa a un tanque de alimentación desde donde se envía a distintos bancos de alimentación de intercambiadores de calor de la caldera de recuperación, según se trate de ciclos combinados de una o más presiones.

En la caldera de recuperación el agua pasa por tres sectores:

- El economizador.
- El sector de evaporación.
- El sector de recalentamiento.

En el primer sector el agua se calienta hasta la temperatura de vaporización y en el último se sobrecalienta hasta temperaturas máximas del orden de los 540°C aprovechando las altas temperaturas a las que ingresan los gases de escape de la turbina de gas a la caldera de recuperación.



Gráfica A- 3.1: Circuito de Ciclo Combinado

La sustitución de centrales convencionales de carbón y diesel por centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural es una manera efectiva de contribuir a la reducción del efecto invernadero. Por otro lado, la tecnología de ciclo combinado consume un 35% menos de combustible fósil que las convencionales, lo que aporta, de hecho, la mejor solución para reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y, por tanto, contribuir a preservar el entorno medioambiental. Respecto al resto de contaminantes, la emisión unitaria por kWh producido a través de plantas de ciclo combinado es, en general, sensiblemente menor, aunque destaca especialmente la reducción de emisión de dióxido de azufre, que es despreciable frente a la de una central alimentada por carbón o fuel.

En cuanto a los costos; en una planta de ciclo combinado, la inversión necesaria para instalar un módulo es del orden de 50% en relación a la inversión en una planta con carbón importado; el tiempo de construcción es, aproximadamente, 30 % menor. La repercusión, en términos de costos de capital, sobre el precio final del kWh producido en una planta de ciclo combinado es la tercera parte que en el caso de utilizar carbón de importación. También resulta significativa la menor cantidad de agua que se utiliza en el proceso, ya que la turbina de gas no precisa de refrigeración alguna y únicamente se requiere agua para el ciclo de vapor, lo que supone que una central de ciclo combinado con gas natural necesita tan sólo un tercio del agua que se precisa en un ciclo simple de fuel o de carbón.

A-3.1.4 Central con cogeneración

La cogeneración es la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica utilizando un único combustible como el gas natural. Las plantas de Cogeneración producen electricidad y calor para aplicaciones descentralizadas y donde se requieran. Estas plantas tienen una óptima eficiencia en las transformaciones energéticas y con mínimas contaminaciones ambientales. Una planta de cogeneración está compuesta por un motor de combustión interna de ciclo Otto (o turbina de gas) que acciona un alternador (generador eléctrico). A este conjunto generador se le puede aprovechar la energía térmica liberada a través de la combustión de los gases, mediante intercambiadores de calor instalados en los circuitos de refrigeración de camisas, de aceite lubricante, más un aprovechamiento extra en una caldera de recuperación de gases de escape. Usualmente la ubicación de estas plantas es próxima a los consumidores, con lo cual las pérdidas por distribución son menores que las de una central eléctrica y un generador de calor convencional.

A-4: ANEXOS CAPITULO 4

No hay Anexos para el Capítulo 4 – ESTUDIO SOCIAL Y AMBIENTAL

A-5: ANEXOS CAPITULO 5

Cuadro A- 5.1: Permisos y Servidumbres – Central Termoeléctrica I

PERMISOS Y SERVIDUMBRES - CENTRAL TERMOELÉCTRICA I						
5.4.1 Central Térmica						
GESTION	ENTIDAD	TIEMPO [dias]	COSTO [US\$]	REQUISITOS	COMENTARIOS	LEGISLACIÓN
I Estudio de Impacto Ambiental	MEM Elaboración Aprobación	75 120	25 928 25 000 928	1 Solicitud conforme a formato 2 Presentación de 2 ejemplares de EIA 3 Comprobante de entrega de copia EIA a INRENA 4 Comprobante de entrega de copia EIA a Dirección Regional de Energía y Minas en zona Proyecto 5 Copia de EIA en medio magnético. 6 Treinta Resúmenes Ejecutivos de EIA	1 Ambientales de Energía de MEM	1 Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) aprobada por Decreto Ley 25844, publicada en noviembre de 1992. - Artículo 2 2 TUPA del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo 025-2002-EM, publicado en septiembre del 2002; - ítem BG01
II Autorización de Generación	MEM	30	21 396 371	1 Solicitud según formato 2 Declaración Jurada de cumplimiento de Normas Técnicas y del Ambiente y Patrimonio Cultural de la Nación 3 Datos técnicos y ubicación geográfica. 4 Información estadística: Datos de demanda y oferta de energía 5 Resolución Directoral consentida; aprobación EIA 6 Garantía equivalente al 1% del presupuesto; tope 500 UIT	1 Solicitud dirigida al Ministerio de Energía y Minas 2 Se asume el tope US\$ 500 000; vigencia 1,5 años; interés anual 3%	1 LCE aprobada por Decreto Ley 25844, publicada en noviembre de 1992 - Artículos 3; 4 y 38
III Licencia de Construcción	Mun	30	21 850 25 (1) 1 578 (2) 13 147 (3) 5 259 (4) 1 841	1 Solicitud según formato 2 Copia de Título de Propiedad o Minuta de Compra-Venta y Título de Propiedad Vendedor 3 Autorización Notarial de Copropietario (en caso) 4 Boleta de habilitación de profesional que firma P.ry. 5 Planos de Arquitectura: Ubicación, cortes, distribución y elevaciones 6 Planos de estructuras 7 Planos instalaciones eléctricas y sanitarias	TUPA Pisco sin plazos (1) Revisión proyecto; 0,6% costo proyecto (2) Licencia; 0,5% costo proyecto (3) Deterioro de pistas y veredas; 0,2% costo proyecto (4) Primer control de obras; 0,07% costo proyecto Nota: Asumido costo proyecto - US\$ 2 630 000	1 TUPA de la Municipalidad de Pisco publicada en agosto del 2003. Numeral 1.81 (sic)

Cuadro A- 5.2: Permisos y Servidumbres – Líneas de Transmisión y Subestaciones – I

5.4.2 Línea de Transmisión y Subestaciones						
GESTION	ENTIDAD	TIEMPO [días]	COSTO [US\$]	REQUISITOS	COMENTARIOS	LEGISLACIÓN
Con Concesión						1 LCE aprobada por Decreto Ley 25844, publicada en nov. de 1992 - Art. 3 y 25 2 RLCE aprobada por Decreto Supremo 009-93-EM publicada feb. 1993 Art. 37
I Estudio de Impato Ambiental	MEM Elaboración Aprobación	30 120	4.928 4.000 928	Empresa autorizada por MEM 1 Solicitud conforme a formato 2 Presentación de 2 ejemplares de EIA 3 Comprobante de entrega EIA a INRENA 4 Comprobante de entrega de copia EIA a Dirección Regional de Energía y Minas en zona Proyecto 5 Copia de EIA en medio magnético. 6 Treinta Resúmenes Ejecutivos de EIA	1 Costo y plazo asumido por similitud a otros 2 Se presenta ante Dirección de General de Asuntos 3 Ambientales de Energía de MEM	1 Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) 2 TUPA del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo 025-2002-EM, publicado en setiembre del 2002; - ítem BG01
II Arqueológicos (CIRA)	INC Elaboración Aprobación	30 30	1.138 2 464	Requisitos son los de Ing. de la L. T. 1 Carpeta de Trámite (adquirida en INC), señalando destino de uso futuro de predio 2 copias de plano (2), ubicación y perimétrico a escala conveniente, firmado por Ing. y Arq. de 3 Tres reducciones de los planos a forma A3 4 Tres copias plano trazo incluyendo áreas de servidumbres y caminos de acceso 5 Dos copias Memoria Descriptiva visada por profesionales antes indicados 6 Copia legalizada de solicitud de concesión y/o autorización de EIA 7 Comprobante de pago de derechos 8 Constancia de depósito de Supervisión y Evaluación Técnica de Campo 9 Constancia aprobación Evaluación Arqueológica	1 Debe incluir Estudio Restos Arqueológicos 2 Solicitud dirigida a Director Ejecutivo de INC 3 Trámite puede ser paralelo a aprobación de EIA. 4 Área involucrada supuesta 15 a 20 ha (5) Pago conforme a TUPA de INC (6) Pago conforme a TUPA de INC	1 TUPA del Instituto Nacional de Cultura (INC) aprobado por Decreto Supremo 022-2002-ED, publicado en agosto del 2002; ítems 02 y 09

Cuadro A - 5.3: Permisos y Servidumbres – Líneas de Transmisión y Subestaciones - II

5.4.2 Línea de Transmisión y Subestaciones						
GESTIÓN	ENTIDAD	TIEMPO [días]	COSTO [US\$]	REQUISITOS	COMENTARIOS	LEGISLACIÓN
Concesión						1 LCE aprobada por Decreto Ley 25844, publicada en nov. de 1992 - Art. 3 y 25 2 RLCE aprobada por Decreto Supremo 009-93-EM publicada feb. 1993 Artf. 37
I Estudio de Impacto Ambiental	MEM Elaboración Aprobación	30	4.928	Empresa autorizada por MEM 1 Solicitud conforme a formato 2 Presentación de 2 ejemplares de EIA 3 Comprobante de entrega EIA a INRENA 4 Comprobante de entrega de copia EIA a Dirección Regional de Energía y Minas en zona Proyecto 5 Copia de EIA en medio magnético. 6 Treinta Resúmenes Ejecutivos de EIA	1 Costo y plazo asumido por similitud a otros 2 Se presenta ante Dirección de General de Asuntos 3 Ambientales de Energía de MEM	1 Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) 2 TUPA del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo 025-2002-EM, publicado en setiembre del 2002; - ítem BG01
		120	4.000 928			
II Arqueológicos (CIRA)	INC Elaboración Aprobación	30	1.138	Requisitos son los de Ing. de la L. T. 1 Carpeta de Trámite (adquirida en INC), señalando destino de uso futuro de predio 2 copias de plano (2), ubicación y perimétrico a escala conveniente, firmado por Ing. y Arq. de 3 Tres reducciones de los planos a forma A3 4 Tres copias plano trazo incluyendo áreas de servidumbres y caminos de acceso 5 Dos copias Memoria Descriptiva visada por profesionales antes indicados 6 Copia legalizada de solicitud de concesión y/o autorización de EIA 7 Comprobante de pago de derechos 8 Constancia de depósito de Supervisión y Evaluación Técnica de Campo 9 Constancia aprobación Evaluación Arqueológica	1 Debe incluir Estudio Restos Arqueológicos 2 Solicitud dirigida a Director Ejecutivo de INC 3 Trámite puede ser paralelo a aprobación de EIA. 4 Área involucrada supuesta 15 a 20 ha (5) Pago conforme a TUPA de INC (6) Pago conforme a TUPA de INC	1 TUPA del Instituto Nacional de Cultura (INC) aprobado por Decreto Supremo 022-2002-ED, publicado en agosto del 2002; ítems 02 y 09
		30	464			

Cuadro A- 5.4: Permisos y Servidumbres – Líneas de Transmisión y Subestaciones - III

PERMISOS Y SERVIDUMBRES - LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES III						
GESTIÓN	ENTIDAD	TIEMPO [días]	COSTO [US\$]	REQUISITOS	COMENTARIOS	LEGISLACIÓN
V Aviso de Conocimiento de Obras Públicas	Mun	-	5	1 Solicitud dirigida al Alcalde adjuntando:	1 No se indica, pero tiene calificación de silencio administrativo positivo. Se considera que trámite no afecta cronograma de obras	1 TUPA de la Municipalidad de Pisco
				2 Memoria Descriptiva de las Obras		
VI Autorización de Obras en Vías Públicas	Mun	-	81.984	3 Dos (2) juegos de planos de las Obras	1 Se recomienda coordinación previa con Municipio. Experiencia en otros lugares señala problemas con Municipios que han pretendido hacer valer la Ordenza por encima de LCE para exigir pagos. 2 Se considera que trámite no afecta cronogr. obra 3 Según TUPA, tramite silencio adm. positivo. 4 Liquidación para autorización: A Por cada poste: S/ 25,00 B Por cada torre de AT: S/ 1000,00 C Por tendido conductor: S/.m 6,00	1 TUPA de la Municipalidad de Pisco
				1 Solicitud dirigida al Alcalde adjuntando:		
				2 Cronograma quincenal de avance de obra		
				3 Dos juegos planos de instalación y ubicación		
				4 Memoria Descriptiva de Obra		
				5 Presupuesto de obra		
6 Recibo de Cancelación de derechos						
			81.044			

Cuadro A- 5.5: Permisos y Servidumbres – Transporte Secundario de Gas Natural I

PERMISOS Y SERVIDUMBRES - TRANSPORTE SECUNDARIO DE GAS NATURAL I							
5.4.3 Transporte Secundario de Gas Natural							
GESTION	ENTIDAD	TIEMPO [días]	COSTO [US\$]	REQUISITOS	COMENTARIOS	LEGISLACIÓN	
I Autorización de Transporte de Gas	MEM Aprobación	90	285 285	1 Solicitud identificando al solicitante y domicilio legal, adjuntando 2 Constitución social de empresa 3 Cronograma de Obra 4 Descripción de Proyecto; nivel perfil Téc.-eco 5 Especif. Técnicas Sistema de Transporte 6 Presupuesto del Proyecto 7 Copia de cargo de solicitud de aprobación EIA 8 Informe Técnico favorable de OSINERG	1 Solicitud a Dirección General de Hidrocarburos	1 Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), aprobada por Ley 26221, publicada en agosto de 1993; Artículo 72 2 Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo 042-99-EM, publicado en sep. de 1999; Artículo 64 3 Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo 041-99-EM, publicado en sep. del 1999; Artículos 5 y 86 4 TUPA del MEM, aprobado por Decreto Supremo 025-2002-EM, publicado en setiembre de 2002; ítem AH01	
				1 Solicitud de acuerdo a formato 2 Justificación técnica y económica y, naturaleza y tipo de servidumbre requerida 3 Valor del inmueble y/o apreciación del desmedro que sufrirá el inmueble sirviente 4 Descripción de situación actual de terrenos a afectar y cartas de negociación con propietarios 5 Memoria Descriptiva y planos de servidumbres 6 Ilicitadas con tantas copias como predios afectados 7 Documentos adicionales que juzguen necesarios 8 Carta del solicitante al propietario de predio Relación de predios afectados.			1 Se considera solo servidumbre de 1 km * 2 m 2 Se asume por similitud de Camisea US\$/m ² 2,04
II Derecho de Uso, Servidumbre y Expropiación	MEM Servidumbres Provisión gastos servidumbres	60	4.386 286 4.100				

Cuadro A- 5.6: Permisos y Servidumbres – Abastecimiento de Agua I

5.4.4 Abastecimiento de agua						
GESTION	ENTIDAD	TIEMPO [días]	COSTO [US\$]	REQUISITOS	COMENTARIOS	LEGISLACIÓN
I Permiso de Uso de Agua	Autoridad Técnica de Cuenca de Preparación de Documentación	30	5.232	1 Elaboración del Anteproyecto 2 Solicitud conteniendo generales de ley y adjuntando: A Copias (2) de expediente de Anteproyecto de obra B Memoria Descriptiva C Planos de Ubicación del Proyecto D Plano perimétrico del proyecto. E Plano Perimétrico de detalles a escala mayor, área de ocupación acuática, planos de tuberías subacuáticas F Descripción morfológica ribereña G Descripción de la gradiente de la cuenca H Fotografías aéreas y/o panorámicas de zona de proyecto y áreas adyacentes	1 Se asume costo y plazo, incluye batimetría y estudio por empresa 2 Solicitud dirigida a Director Técnico	1 Decreto Ley 17752 de 1969-07-24 y Decreto Supremo 274-69-AP/DGA de 1969-12-30 (Reglamento).
	Aprobación	30	232			
II Autorización de Uso Agua	Autoridad Técnica de Cuenca de Riego	30	928	1 Solicitud con datos del Permiso de uso de agua 2 Recibo original de pago 3 Dos copias de expediente, conteniendo: A Escritura pública constitución empresa B Estudio Hidrorráfico C Estudio de Impacto Ambiental D Memoria Descriptiva de Obra E Medios y equipos de seguridad de instalación F Facilidades para recepción de residuos oleosos, basura, lastre y aguas sucias G Características técnicas de instalación H Medios para prevenir y combatir la contaminación I Coordenadas de ubicación J Plan de retiro de instalaciones	1 Solicitud dirigida a Director Técnico Marina de Guerra del Perú	1 Decreto Ley 17752 de 1969-07-24 y Decreto Supremo 274-69-AP/DGA de 1969-12-30 (Reglamento).
	Aprobación		928			
III Certificado de Obra de Término	Autoridad Técnica de Cuenca de Riego	15	464	1 Solicitud conteniendo generales de ley, dirección y teléfono de oficina encargada de instalación, número y fecha de Autorización de Uso de Agua 2 Recibo original de pago 3 Recibo original de pago de gastos de inspección	1 Instal. ocupan ≤ 50 m2 = 93 US\$ 2 50 m2 ≤ Instal ≤ 250m2 = 183 US\$ 3 250 m2 ≤ Instal ≤ 500m2 = 278 \$ 4 500 m2 ≤ Instal ≤ 1000m2 = 371 \$ 5 Instal. ocupan ≥ 1000 m2 = 464 \$	1 Decreto Ley 17752 de 1969-07-24 y Decreto Supremo 274-69-AP/DGA de 1969-12-30 (Reglamento).

Cuadro A- 5.7: Permisos y Servidumbres – Vías de Transporte I

5.4.5 Vías de Transporte						
PERMISOS Y SERVIDUMBRES - VÍAS DE TRANSPORTE I						
GESTIÓN	ENTIDAD	TIEMPO [días]	COSTO [US\$]	REQUISITOS	COMENTARIOS	LEGISLACIÓN
I Carretera de Acceso a Líneas y Tuberías	MICTI		5 000		1 De requerirse imposición de servidumbre para los caminos de acceso, el trámite corresponde al otorgamiento de concesión de líneas de transmisión (ver 5.4.2 III)	1 Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) aprobada por Decreto Ley 25844, publicada en noviembre de 1992; Artículos 22; 24; 109; 110; 111; 112; 114 y 115
	Accesos provisionales Aprobación servidumbres	45	5 000		2 Previsto para pago de servidumbres para caminos de	2 Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) aprobada por Decreto Supremo 009-93 EM, publicado en febrero de 1993; Artículos 216; 217; 218; 219; 220 y 222 3 TUPA del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo 025-2002-EM, publicado en setiembre de 2002; ítem SE01
II Autorización de Cruce de Red Vial Nacional	MICTI	30	56	1 Solicitud dirigida a Dirección General de Caminos		1 TUPA del Ministerio de Transportes, Comunicaciones, Vivienda y Construcción, aprobado por Decreto Supremo 008-2002, publicado en abril de 2002; Dirección General de Caminos; Numeral 03
				2 Pago de derecho de tramitación.		

A-6: ANEXOS CAPITULO 6

No hay Anexos para el Capítulo 4 – ESTUDIO ORGANIZACIONAL Y ADMISISTRATIVO

A-7: ANEXOS CAPITULO 7

A-7.1 INFORMACIÓN BASE PARA GRÁFICOS – ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO

Cuadro A-7.1: 3G - Gastos de Implementación y Cronograma de Desembolsos

Actividades		Monto de Inversión [US\$]											SUB TOT
		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6			
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012			
Tareas pre-operativas 3.1.1	I Estudios	40 000											260 000
	1 Perfil												
	2 Prefac.+Ing básica	140 000											
	3 E/A		80 000										
	II Inversiones Previas		7 500										208 845
	4 Terreno		111 345										
	5 Autriz.+Permiso		80 000										
6 Servidumbres		10 000											
7 Caminos													
Tareas constructivas 3.1.2	III Actividades Complementarias	25 000	60 000										918 845
	8 Negociación Finan.												
	9 Susc. Contratos finan		0										
	10 Concursos EPC		0										
	11 Neg./Contrato Gas		0										
	12 Neg./Contrato Elect		0										
	13 Supervisión EPC		20 000	30 000	15 000								450 000
	14 Neg./Cont. Rest Finan			50 000									
15 Reserva E/A			250 000										
Tareas constructivas 3.1.2	I Planta Termoelectrica												13 158 000
	16 Susc. Contrato EPC												
	17 Ing. Detalle												
	18 Contrato EPC Etapa I	450 000		2 100 000	510 000								
	19 Contrato EPC Etapa II				450 000	2 100 000	510 000						
20 Contrato EPC Etapa III							1 035 000	4 830 000	1 173 000				
Tareas constructivas 3.1.2	II Suministro de Gas y Agua												345 000
	21 Susc. Contrato EPC												
	22 Ing. Detalle			312 000	33 000								
Tareas constructivas 3.1.2	III Líneas de Transmisión y Subestaciones												2 337 500
	23 Contrato EPC												
	24 Susc. Contrato EPC												
	25 Ing. Detalle												
26 Contrato EPC		315 000	1 671 875	350 625									
SUB TOTAL		205 000	1 133 845	4 363 875	1 408 625	2 100 000	510 000	1 035 000	4 830 000	1 173 000	16 759 345	16 759 345	

NOTA:

(1) Los costos de construcción de la planta térmica, suministro de gas y agua y líneas de transmisión y subestación incluyen el costo de la ingeniería de detalle y el costo nulo de la suscripción de los contratos. Además se esta incluyendo los costos ambientales, dado que se trata de contratos EPC.

FUENTE:

[1] Elaboración propia sobre la base de los Cuadros 3.3, 3.4 y 3.5 Cap. 3

Cuadro A- 7.2: 3G - Inversión e Impuestos

3G - INVERSIÓN E IMPUESTOS																
RUBRO			Monto [US\$]										SUB TOT			
			-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7		8		
			2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		2014		
ACTIVOS FIJOS	Terreno		0	7 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7500
	Equipos y Maq. Planta		0	450 000	2 100 000	900 000	2 100 000	450 000	1 035 000	4 830 000	1 035 000	0	0	0	0	12900000
	Repuestos Inic.		0	0	0	60 000	0	60 000	0	0	138 000	0	0	0	0	258000
	Gas+Agua+LT+SE		0	315 000	1 983 875	383 625	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2682500
	Caminos		0	10000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10000
Sub Total			0	782500	4083875	1343625	2100000	510000	1035000	4830000	1173000	0	0	0	15858000	
PRE - OPERATIVOS	Estudios		180000	80000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	260000
	Autriz+Permiso		0	111345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111345
	Servidumbres		0	80000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80000
	Superv. EPC		25000	80000	280000	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450000
	Sub Total			205000	351345	280000	65000	0	0	0	0	0	0	0	0	901345
IGV	Compra Local		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Terreno	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Caminos	19%	0	1900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1900
	Estudios	19%	34200	15200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49400
	Autriz+Permiso	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Servidumbres	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Superv. EPC	19%	4750	15200	53200	12350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85500
	Sub Total			38950	32300	53200	12350	0	0	0	0	0	0	0	0	136800
	Compra Import.		0	88920	414960	177840	414960	88920	204516	954408	204516	0	0	0	0	2549040
	Planta	20%	0	88920	414960	177840	414960	88920	204516	954408	204516	0	0	0	0	2549040
Repuestos Inic.	21%	0	0	0	12768	0	12768	0	0	29366	0	0	0	0	54902,4	
Gas+Agua+LT+SE	21%	0	67032	422169	81635	0	0	0	0	0	0	0	0	0	570836	
Sub Total			0	155952	837129	272243	414960	101688	204516	954408	233882	0	0	0	3174778,4	
Suma Parcial			38950	188252	890329	284593	414960	101688	204516	954408	233882	0	0	0	3311578,4	
Devolución Anticipada			100%	38950	188252	890329									1117530,6	
Sub Total			0	0	0	284593	414960	101688	204516	954408	233882	0	0	0	2194048	
TRIBUTOS	A/V	Planta	4%	0	18000	84000	36000	84000	18000	41400	193200	41400	0	0	0	516000
		Repuestos Inic.	12%	0	0	0	7200	0	7200	0	0	16560	0	0	0	30960
		Gas+Agua+LT+SE	12%	0	37800	238065	46035	0	0	0	0	0	0	0	0	321900
	Suma Parcial			0	55800	322065	89235	84000	25200	41400	193200	57960	0	0	0	868860
	Fraccionamiento 3 años			33%	0	18600	125955	155700	165100	66145	50200	86600	97520	83720	19320	868860
	A/V	-2	0	0	0											
		-1	18600	18600	18600											
		0		107355	107355	107355										
		1			29745	29745	29745									
		2				28000	28000	28000								
3						8400	8400	8400								
4							13800	13800	13800							
Sub Total			0	18600	125955	155700	165100	66145	50200	86600	97520	83720	19320	0	868860	
Suma Parcial			38950	244052	1212394	373828	498960	126888	245916	1147608	291842	0	0	0	4180438	
Total			0	18600	125955	440293	580060	167833	254716	1041008	331402	83720	19320	0	3062908	

NOTA:
 (1) IGV = 19%.
 (2) AV = Planta de generación 4%
 Repuestos iniciales 12%
 Abastecimiento de gas, agua, líneas de transmisión y subestaciones 12%

FUENTE:
 [1] Elaboración sobre la base del Cuadro A-7.1 del Capítulo 7

Cuadro A-7.3: 3G - Parámetros Financieros

3G - PARÁMETROS FINANCIEROS

AÑO	TRIMESTRE	EPC PLANTA				EPC GAS Y AGUA				EPC L.T.+SE				TOTAL							
		DESB. [MUS\$]	PRINC. [MUS\$]	INTER. [MUS\$]	SUBT. [MUS\$]	FLJ. [MUS\$]	DESB. [MUS\$]	PRINC. [MUS\$]	INTER. [MUS\$]	SUBT. [MUS\$]	FLJ. [MUS\$]	DESB. [MUS\$]	PRINC. [MUS\$]	INTER. [MUS\$]	SUBT. [MUS\$]	FLJ. [MUS\$]					
2004	-2																				
2005	-1	-0,450		0,005	0,005	-0,446															
2006	0	-2,100		0,021	0,021	-2,079															
2007	1	-0,900	0,059	0,052	0,111	-0,789															
2008	2	-2,100	0,339	0,261	0,601	-1,499	0,095	0,029	0,124	0,091											
2009	3	-0,450	0,490	0,299	0,789	0,339	0,114	0,023	0,137	0,137											
2010	4	-1,035	0,811	0,460	1,272	0,237	0,124	0,013	0,137	0,137											
2011	5	-4,830	0,948	0,463	1,412	-3,418	0,012	0,001	0,013	0,013											
2012	6	-1,035	1,175	0,434	1,609	0,574															
2013	7		1,818	0,776	2,594	2,594															
2014	8		1,652	0,701	2,352	2,352															
2015	9		1,606	0,541	2,148	2,148															
2016	10		1,284	0,386	1,670	1,670															
2017	11		1,306	0,262	1,568	1,568															
2018	12		1,197	0,136	1,333	1,333															
2019	13		0,215	0,021	0,235	0,235															
TOTAL		-12,900	12,900	4,819	17,719	4,819	-0,345	0,345	0,070	0,415	0,070	-2,338	2,338	0,652	2,989	0,652	-15,583	15,583	5,540	21,123	5,540

FUENTE:

[1] Elaboración sobre la base del Cuadro A-7.1 del Capítulo 7

[2] Condiciones de financiamiento estándar para el sector

NOTAS:

Las condiciones para cada préstamo son:

- (1) **EPC Planta**
Tasa: 3%+5%=8%
Plazo gracia: 2 años
Plazo total: 8 años
Total pagos anuales 4 trimestrales
Comisión Adm: 1%
LIBOR: 3%
- (2) **EPC GAS Y AGUA**
Tasa: 3%+5,5%=8%
Plazo gracia: 1 años
Plazo total: 4 años
Total pagos anuales 4 trimestrales
Comisión Adm: 1,2%
LIBOR: 3%
- (3) **EPC L.T.+SE**
Tasa: 3%+5%=8%
Plazo gracia: 2 años
Plazo total: 6 años
Total pagos anuales 4 trimestrales
Comisión Adm: 1%
LIBOR: 3%

Cuadro A-7.4: 3G - Ingresos Por Ventas

AÑO	PERIODO	CLIENTES COELVISAC										MERCADO MAYORISTA										TOTAL VENTAS					
		PHP	EHP	EFP	Energía	TOT.	EQV.	PHP	EHP	EFP	Energía	TOT.	EQV.	PHP	EHP	EFP	Energía	TOT.	EQV.	PHP	EHP	EFP	Energía	TOT.	EQV.	Varc.	
		[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[US\$/MWh]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[US\$/MWh]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[US\$/MWh]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	[US\$/MWh]	[%]	
2007	1	0,72	0,24	1,66	1,90	2,62	30,96	0,34	0,13	-0,14	-0,01	0,33	-151,35	1,06	0,37	1,52	1,89	2,95	35,80	0,00							
2008	2	0,71	0,24	1,71	1,95	2,66	30,50	0,32	0,12	-0,19	-0,07	0,25	-53,30	1,03	0,36	1,52	1,88	2,91	35,28	-1,46							
2009	3	0,70	0,23	1,62	1,85	2,55	30,69	1,30	0,48	1,40	1,88	3,19	38,97	2,01	0,71	3,03	3,73	5,74	34,80	-1,36							
2010	4	0,69	0,23	1,72	1,95	2,65	29,98	1,26	0,47	1,30	1,77	3,02	39,40	1,95	0,70	3,02	3,72	5,67	34,36	-1,25							
2011	5	0,69	0,23	1,80	2,03	2,71	29,56	1,21	0,46	1,22	1,68	2,89	39,52	1,89	0,69	3,02	3,71	5,60	33,97	-1,14							
2012	6	0,70	0,25	1,92	2,17	2,87	29,17	2,06	0,78	2,61	3,39	5,44	36,49	2,75	1,03	4,53	5,56	8,31	33,58	-1,15							
2013	7	0,71	0,26	2,03	2,30	3,00	28,86	1,96	0,76	2,50	3,26	5,22	36,40	2,67	1,03	4,53	5,56	8,22	33,23	-1,04							
2014	8	0,70	0,28	2,13	2,40	3,10	28,50	1,86	0,75	2,40	3,15	5,02	36,18	2,56	1,03	4,53	5,56	8,12	32,80	-1,30							
2015	9	0,68	0,28	2,25	2,53	3,21	27,96	1,78	0,74	2,28	3,02	4,80	36,21	2,46	1,03	4,53	5,56	8,01	32,39	-1,26							
2016	10	0,66	0,29	2,29	2,58	3,24	27,68	1,70	0,74	2,24	2,97	4,68	35,86	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	-1,23							
2017	11	0,69	0,30	2,40	2,70	3,39	27,65	1,67	0,72	2,13	2,85	4,53	36,24	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							
2018	12	0,72	0,31	2,48	2,79	3,51	27,71	1,64	0,71	2,05	2,76	4,41	36,48	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							
2019	13	0,74	0,33	2,55	2,88	3,62	27,75	1,62	0,70	1,98	2,68	4,29	36,72	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							
2020	14	0,75	0,34	2,62	2,96	3,71	27,68	1,61	0,69	1,91	2,60	4,21	37,07	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							
2021	15	0,77	0,34	2,69	3,03	3,80	27,63	1,60	0,68	1,84	2,52	4,12	37,44	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							
2022	16	0,78	0,36	2,77	3,12	3,90	27,59	1,58	0,67	1,76	2,43	4,01	37,87	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							
2023	17	0,79	0,36	2,83	3,19	3,98	27,55	1,57	0,66	1,70	2,37	3,93	38,22	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							
2024	18	0,80	0,37	2,90	3,27	4,06	27,45	1,56	0,66	1,63	2,29	3,85	38,75	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							
2025	19	0,80	0,38	2,95	3,33	4,13	27,37	1,56	0,65	1,58	2,23	3,79	39,18	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							
2026	20	0,81	0,38	3,03	3,42	4,23	27,28	1,55	0,64	1,50	2,14	3,69	39,87	2,36	1,03	4,53	5,56	7,92	31,99	0,00							

FUENTE: [1] Elaboración sobre la base de los Cuadros A-2.19 y A-2.27 del Capítulo 2.

- NOTAS:
- (1) Datos en campo en negrita, es adquisición de terceros →
 - (2) Valores de Venta son en barra Independencia
 - (3) Valores por venta potencia y compra energía →

Cuadro A-7.5: 3G - Costos Fijos de Operación

AÑO	PERIODO	3G - COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN												OTROS Adm		TOTAL						
		PROPIO						CONTRATADO						Cant.	[KUS\$]	Cant.	[MUS\$]	VARC. [%]				
		GG	OPERACIÓN		MANTENIM.		ADM.+COM		SUBTOTAL	Cant.	[KUS\$]	MANTENIM.	SEGUR+LIMP						SUBTOTAL	Cant.	[KUS\$]	
			Cant.	SubTot	Cant.	SubTot	Cant.	SubTot					Cant.									SubTot
[KUS\$]	[-]	[KUS\$]	[-]	[KUS\$]	[-]	[KUS\$]	[-]	[KUS\$]	[-]	[KUS\$]	[-]	[KUS\$]	[-]	[KUS\$]	[-]	[MUS\$]						
2006	0	50,75	3	93,38	0	0,00	0	144,13	4	144,13	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0,144		
2007	1	50,75	6	160,37	2	32,48	2	318,71	11	318,71	1	12	5	24	6	36,00	56,01	56,01	17	0,411	184,97	
2008	2	50,75	6	160,37	2	32,48	2	318,71	11	318,71	1	12	5	24	6	36,00	54,90	54,90	17	0,410	-0,27	
2009	3	50,75	7	182,70	3	48,72	2	357,28	13	357,28	2	24	5	24	7	48,00	119,77	119,77	20	0,525	28,18	
2010	4	50,75	7	182,70	3	48,72	2	357,28	13	357,28	2	24	5	24	7	48,00	117,76	117,76	20	0,523	-0,38	
2011	5	50,75	7	182,70	3	48,72	2	357,28	13	357,28	2	24	5	24	7	48,00	115,81	115,81	20	0,521	-0,37	
2012	6	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	176,23	176,23	26	0,680	30,40	
2013	7	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	173,13	173,13	26	0,676	-0,46	
2014	8	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	169,63	169,63	26	0,673	-0,52	
2015	9	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	166,50	166,50	26	0,670	-0,47	
2016	10	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	163,49	163,49	26	0,667	-0,45	
2017	11	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	163,01	163,01	26	0,666	-0,07	
2018	12	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	162,52	162,52	26	0,666	-0,07	
2019	13	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	162,10	162,10	26	0,665	-0,06	
2020	14	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	161,89	161,89	26	0,665	-0,03	
2021	15	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	161,68	161,68	26	0,665	-0,03	
2022	16	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	161,41	161,41	26	0,665	-0,04	
2023	17	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	161,20	161,20	26	0,664	-0,03	
2024	18	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	161,13	161,13	26	0,664	-0,01	
2025	19	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	161,07	161,07	26	0,664	-0,01	
2026	20	50,75	9	227,36	4	64,96	3	438,48	17	438,48	3	36,0	6	28,8	9	64,80	160,93	160,93	26	0,664	-0,02	

FUENTE:

[1] Elaboración sobre la base del Cuadro 3.10 del Capítulo 3

Cuadro A-7.6: 3G - Costos Variables de Operación

AÑO	PERÍODO	MANTENIMIENTO				GAS NATURAL [MUS\$]	AGUA [MUS\$]	OTROS Planta [MUS\$]	TOTAL			
		Mant. Mayor [MUS\$]	Repuestos [MUS\$]	Sub Total [MUS\$]	[MUS\$]				[MUS\$]	[US\$/MWh]	Varc.	%
2007	1	0,000	0,000	0,000	1,616	0,080	0,060	1,756	21,285			
2008	2	0,000	0,002	0,002	1,616	0,080	0,060	1,758	21,312		0,128	
2009	3	0,000	0,002	0,002	3,231	0,100	0,090	3,423	20,753		94,752	
2010	4	0,000	0,005	0,005	3,231	0,100	0,090	3,426	20,766		0,066	
2011	5	0,120	0,005	0,125	3,231	0,100	0,090	3,546	21,494		3,503	
2012	6	0,000	0,005	0,005	3,221	0,120	0,120	3,465	14,004		-2,272	
2013	7	0,120	0,010	0,130	3,221	0,120	0,120	3,590	14,510		3,612	
2014	8	0,000	0,010	0,010	3,221	0,120	0,120	3,470	14,025		-3,342	
2015	9	0,000	0,010	0,010	3,221	0,120	0,120	3,470	14,025		0,000	
2016	10	0,120	0,010	0,130	3,221	0,120	0,120	3,590	14,510		3,458	
2017	11	0,276	0,010	0,286	3,221	0,120	0,120	3,746	15,140		4,345	
2018	12	0,120	0,010	0,130	3,221	0,120	0,120	3,590	14,510		-4,164	
2019	13	0,000	0,010	0,010	3,221	0,120	0,120	3,470	14,025		-3,342	
2020	14	0,000	0,010	0,010	3,221	0,120	0,120	3,470	14,025		0,000	
2021	15	0,396	0,010	0,406	3,221	0,120	0,120	3,866	15,625		11,411	
2022	16	0,000	0,010	0,010	3,221	0,120	0,120	3,470	14,025		-10,242	
2023	17	0,120	0,010	0,130	3,221	0,120	0,120	3,590	14,510		3,458	
2024	18	0,000	0,010	0,010	3,221	0,120	0,120	3,470	14,025		-3,342	
2025	19	0,000	0,010	0,010	3,221	0,120	0,120	3,470	14,025		0,000	
2026	20	0,396	0,010	0,406	3,221	0,120	0,120	3,866	15,625		11,411	

FUENTE:

[1] Elaboración sobre la base del Cuadro 3.11 del Capítulo 3

Cuadro A-7.7: 3G - Costos Operativos Totales

AÑO	PERIODO	PERSONAL		MANTENIMIENTO		GAS NATURAL		AGUA		OTROS Adm+Planta		TOTAL	
		[MUS\$]	%	[MUS\$]	%	[MUS\$]	%	[MUS\$]	%	[MUS\$]	%	[MUS\$]	[US\$/MWh]
2006	0	0,144		0,000	0,0	1,616	72,7	0,080	3,6	0,12	5,2	0,144	26,94
2007	1	0,411	18,5	0,002	0,1	1,616	72,7	0,080	3,6	0,11	5,2	2,222	26,94
2008	2	0,410	18,4	0,002	0,1	3,231	79,4	0,100	2,5	0,21	5,2	4,068	24,66
2009	3	0,525	12,9	0,005	0,1	3,231	79,5	0,100	2,5	0,21	5,1	4,066	24,65
2010	4	0,523	12,9	0,125	3,0	3,231	77,3	0,100	2,4	0,21	4,9	4,183	25,35
2011	5	0,521	12,5	0,005	0,1	3,221	74,5	0,120	2,8	0,30	6,9	4,321	17,46
2012	6	0,680	15,7	0,130	2,9	3,221	72,5	0,120	2,7	0,29	6,6	4,440	17,94
2013	7	0,676	15,2	0,010	0,2	3,221	74,7	0,120	2,8	0,29	6,7	4,313	17,43
2014	8	0,673	15,6	0,010	0,2	3,221	74,8	0,120	2,8	0,29	6,7	4,307	17,40
2015	9	0,670	15,6	0,130	2,9	3,221	72,9	0,120	2,7	0,28	6,4	4,421	17,86
2016	10	0,667	15,1	0,286	6,2	3,221	70,4	0,120	2,6	0,28	6,2	4,576	18,49
2017	11	0,666	14,6	0,130	2,9	3,221	72,9	0,120	2,7	0,28	6,4	4,419	17,86
2018	12	0,666	15,1	0,010	0,2	3,221	74,9	0,120	2,8	0,28	6,6	4,298	17,37
2019	13	0,665	15,5	0,010	0,2	3,221	74,9	0,120	2,8	0,28	6,6	4,297	17,37
2020	14	0,665	15,5	0,406	8,6	3,221	68,6	0,120	2,6	0,28	6,0	4,693	18,97
2021	15	0,665	14,2	0,010	0,2	3,221	75,0	0,120	2,8	0,28	6,5	4,296	17,36
2022	16	0,664	15,0	0,130	2,9	3,221	72,9	0,120	2,7	0,28	6,4	4,416	17,85
2023	17	0,664	15,5	0,010	0,2	3,221	75,0	0,120	2,8	0,28	6,5	4,296	17,36
2024	18	0,664	15,5	0,010	0,2	3,221	75,0	0,120	2,8	0,28	6,5	4,296	17,36
2025	19	0,664	15,5	0,406	8,6	3,221	68,6	0,120	2,6	0,28	6,0	4,691	18,96
2026	20	0,664	14,2	0,010	0,2	3,221	75,0	0,120	2,8	0,28	6,5	4,296	17,36
		0,664	14,2	0,406	8,6	3,221	68,6	0,120	2,6	0,28	6,0	4,691	18,96

FUENTE: [1] Elaboración sobre la base del Cuadro 7.5 y 7.6 del Capítulo 7

Cuadro A- 7.8: 3G – Punto de Equilibrio Operativo

3G - PUNTO DE EQUILIBRIO OPERATIVO					
Rubro		Nivel	ETAPA I	ETAPA II	ETAPA III
			[kU\$]	[kU\$]	[kU\$]
INGRESOS [1]	Potencia	100%	1 033,37	1 893,86	2 667,92
		75%	775,03	1 420,40	2 000,94
		60%	713,82	1 136,32	1 600,75
		40%	713,82	757,55	1 067,17
		20%	713,82	685,68	706,89
	Energía	100%	1 945,03	3 644,31	5 461,42
		75%	1 945,03	2 733,23	4 096,06
		60%	1 945,03	2 186,58	3 276,85
		40%	1 945,03	1 457,72	2 184,57
		20%	1 945,03	728,86	1 092,28
	Ingresos Totales	100%	2 978,40	5 538,17	8 129,34
		75%	2 720,05	4 153,63	6 097,01
		60%	2 658,85	3 322,90	4 877,61
		40%	2 658,85	2 215,27	3 251,74
		20%	2 658,85	1 414,54	1 799,17
EGRESOS [2]	Costos fijos		410,16	523,06	667,68
	Potencia	100%	0,00	0,00	0,00
		75%	0,00	0,00	0,00
		60%	93,80	0,00	0,00
		40%	300,47	0,00	0,00
		20%	507,15	306,90	173,30
	Energía	100%	1 861,69	3 464,93	3 573,16
		75%	1 882,52	2 598,70	2 679,87
		60%	2 082,62	2 078,96	2 143,89
		40%	2 512,64	1 957,05	1 541,54
20%		2 942,65	2 606,73	2 265,80	
Costos Totales	100%	1 861,69	3 464,93	3 573,16	
	75%	1 882,52	2 598,70	2 679,87	
	60%	2 176,42	2 078,96	2 143,89	
	40%	2 813,11	1 957,05	1 541,54	
	20%	3 449,80	2 913,64	2 439,10	
RATIO	100%	1,60	1,60	2,28	
	75%	1,44	1,60	2,28	
	60%	1,22	1,60	2,28	
	40%	0,95	1,13	2,11	
	20%	0,77	0,49	0,74	

FUENTE:
 Elaboración sobre la base:
 [1] Demanda de Clientes ML y Distribuidoras Cuadro A-2.18 Cap. 2
 Precio de la electricidad Cuadro A-2.27 Cap. 2
 [2] Volumen de producción Cuadro A-2.19 Cap. 2
 Volumen de Adquisición o venta en MI Cuadro A-2.19 Cap. 2
 Costo Variable de operación A-7.6 Cap. 7

Cuadro A- 7.9: 3G – Inversión e Impuestos

RUBRO		Monto [US\$]																				SUB TOT			
		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		18	19	20
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		2024	2025	2026
ACTIVOS FIJOS	Terreno		7 500																					7500	
	Equipos y Maq. Planta		450 000	2 100 000	900 000	2 100 000	450 000	1 035 000	4 830 000	1 035 000														12900000	
	Gas+Agua+LT+SE		315 000	1 983 875	383 625																			2682500	
	Caminos		10000																					10000	
	Sub Total		782500	4083875	1283625	2100000	450000	1035000	4830000	1035000														15 600 000	
PRE-OPERATIVOS	Estudios	180000	80000																					260000	
	Autriz+Permiso		111345																					111345	
	Servidumbres		80000																					80000	
	Superv. EPC	25000	80000	280000	65000																			450000	
Sub Total	205000	351345	280000	65000																			901 345		
DEPRECIACIÓN	Terreno	0%			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Equipos y Maq. Planta	10%			331629	434417	644417	689417	792917	1275917	1379417	1379417	1379417	1379417	1124417	1034417	824417	779417	675917	192917	89417	89417	89417	89417	14675546
					255 000	345 000	555 000	600 000	703 500	1 186 500	1 290 000	1 290 000	1 290 000	1 290 000	1 035 000	945 000	735 000	690 000	586 500	103 500					12900000
				255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	255 000	2550000
					90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	900000
							210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	210 000	2100000
							45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	450000
								103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	1035000
									483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	483 000	4830000
										103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	103 500	1035000
	Gas+Agua+LT+SE	3%			76 629	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	89 417	1775546
					76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	76 629	1532583
				12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	12 788	242962,5	
Caminos	12,5%			1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	10000	
Sub Total				332879	435667	645667	690667	794167	1277167	1380667	1380667	1379417	1379417	1124417	1034417	824417	779417	675917	192917	89417	89417	89417	89417	14 685 546	
Preoperativos	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sub Total		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sub Total		0	0	0	332879	435667	645667	690667	794167	1277167	1380667	1379417	1379417	1124417	1034417	824417	779417	675917	192917	89417	89417	89417	89417	14 685 546	

FUENTE:
 [1] Elaboración sobre la base del Cuadro A-7.1 del Capítulo 7

Cuadro A-7.10: 3G - Estado de Ganancias y Pérdidas Proyectado

RUBRO	MONTOS: [k*US\$] constantes 2005																							
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	dic-04	dic-05	dic-06	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26	
Ventas	0	0	0	3 295	3 229	7 045	6 927	6 812	10 366	10 184	9 978	9 794	9 617	9 589	9 560	9 535	9 523	9 511	9 495	9 483	9 479	9 474	9 466	
Ventas Clientes ML	0	0	0	2 622	2 659	2 551	2 645	2 714	2 867	3 004	3 100	3 209	3 239	3 390	3 510	3 621	3 709	3 798	3 904	3 983	4 063	4 127	4 227	
Ventas Distrib.	0	0	0	342	320	1 305	1 258	1 208	2 057	1 961	1 862	1 780	1 702	1 674	1 645	1 620	1 607	1 595	1 579	1 567	1 563	1 559	1 551	
Ventas COES	0	0	0	331	251	3 189	3 023	2 890	5 443	5 219	5 016	4 805	4 677	4 525	4 406	4 295	4 206	4 117	4 012	3 932	3 852	3 788	3 689	
Peajes Transmisión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costo de Ventas	-	-	144	2 166	2 165	3 946	3 944	4 127	4 140	4 326	4 134	4 130	4 400	4 422	4 266	4 126	4 126	4 541	4 125	4 125	4 264	4 125	4 125	4 550
Costos Operativos	-	-	144	2 166	2 165	3 946	3 944	4 127	4 140	4 326	4 134	4 130	4 400	4 422	4 266	4 126	4 126	4 541	4 125	4 125	4 264	4 125	4 125	4 550
MARGEN BRUTO	0	0	-144	1 128	1 064	3 099	2 983	2 686	6 226	5 858	5 845	5 664	5 218	5 167	5 294	5 409	5 397	4 970	5 369	5 218	5 353	5 350	4 917	
Gastos Adm.	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gastos de Ventas	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MARGEN OPERATIVO	0	0	-144	1 128	1 064	3 099	2 983	2 686	6 226	5 858	5 845	5 664	5 218	5 167	5 294	5 409	5 397	4 970	5 369	5 218	5 353	5 350	4 917	
Depreciación	-	-	0	333	436	646	691	794	1 277	1 381	1 381	1 379	1 379	1 124	1 034	824	779	676	193	89	89	89	89	
Ingresos Financieros	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otros Ingresos	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gastos Preoperativos	205	351	280	65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gastos Financieros	-	41	117	481	500	593	532	444	776	701	541	386	262	136	21	0	0	0	0	0	0	0	0	
UTILIDAD IMPONIBLE	-205	-393	-542	249	128	1 860	1 760	1 447	4 173	3 777	3 923	3 898	3 576	3 906	4 239	4 585	4 618	4 294	5 176	5 129	5 264	5 260	4 827	
Imp.Renta+Part. 30%	-	-	0	0	0	330	528	434	1 252	1 133	1 177	1 169	1 073	1 172	1 272	1 375	1 385	1 288	1 553	1 539	1 579	1 578	1 448	
UTILIDAD NETA	-205	-393	-542	249	128	1 531	1 232	1 013	2 921	2 644	2 746	2 729	2 503	2 734	2 967	3 209	3 232	3 006	3 624	3 590	3 685	3 682	3 379	

FUENTE:

[1] Elaboración sobre la base de los Cuadros A-7.3; A-7.4; A-7.7 y A-7.9 del Capítulo 7

Cuadro A- 7.11: 3G - Flujo de Caja Neto Proyectado

RUBRO	MONEDAS: [k*US\$] constantes 2005																							
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	dic-04	dic-05	dic-06	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26	
PARAMETROS																								
Periodo de Cobro				30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Rotación de Inventario				10	11	12	12	6	19	13	14	15	2	2	1	2	3	2	3	2	3	2	3	1
Periodo de Pago				30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
A. Flujo Actv. Explotación			-144	976	1 067	2 364	2 478	2 362	4 443	4 836	4 707	4 546	4 362	4 045	4 056	4 021	4 004	3 725	3 774	3 702	3 755	3 761	3 533	
I. COBRANZAS				3 024	3 235	6 731	6 937	6 822	10 077	10 197	9 995	9 809	9 634	9 589	9 562	9 537	9 526	9 510	9 496	9 484	9 481	9 473	9 467	
Ventas				3 295	3 229	7 045	6 927	6 812	10 366	10 184	9 978	9 794	9 617	9 589	9 560	9 535	9 523	9 511	9 495	9 483	9 479	9 474	9 466	
Variación CuentasxCobrar						-314	10	9	-290	13	17	15	17	0	2	2	3	-1	1	1	2	-2	1	
II. EGRESOS			144	2 048	2 168	4 367	4 459	4 459	5 634	5 361	5 288	5 263	5 272	5 544	5 506	5 516	5 522	5 784	5 722	5 782	5 726	5 712	5 934	
Pagos a Proveedores			144	2 048	2 168	3 862	3 949	4 052	4 282	4 250	4 159	4 140	4 236	4 410	4 269	4 147	4 136	4 496	4 169	4 243	4 147	4 134	4 486	
Gastos Administrativos																								
Gastos de Ventas																								
Pago IR						505	510	408	1 352	1 110	1 129	1 123	1 036	1 134	1 237	1 369	1 385	1 288	1 553	1 539	1 579	1 578	1 448	
B. Flujo Actv. Financiación			-610	-3 255	-1 008	-668	612	-2 293	221	2 466	2 333	2 150	1 677	1 569	1 331	233	0	7	-6	2	-2	0	7	
Intereses Créditos CP																								
Pago Intereses LP			8	41	117	481	593	532	444	776	701	541	386	262	136	21	0	0	0	0	0	0	0	
Amortiz (+)/Incrém.(-)Deuda LP			-765	-4 084	-1 062	-1 214	717	-3 309	241	1 818	1 652	1 606	1 284	1 306	1 197	215	0	0	0	0	0	0	0	
Amortiz./Incrém.Deuda Otros																								
Amortiz./Incrém. Deuda CP																								
Credito Fiscal (IGV)																								
Devolución IGV anticipada			148	788	-64	65	-335	475	-408	-84	-19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C. Flujo Actv. Inversión			-95	534	3 164	1 349	1 900	1 752	1 831	4 221	2 370	2 574	2 785	2 477	2 726	3 800	3 989	3 681	3 854	3 620	3 806	3 653	3 131	
Gastos Pre operativos			205	351	280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Compra Activos Fijos				783	4 084	1 284	2 100	450	1 035	1 035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Aportes de Capital			300	1 200	0	200	0	250	0	0	-200	-200	-100	0	0	-100	-300	-300	-400	-300	-400	-250	0	
Distribución Dividendos 90%																								
FLUJO DE CAJA NETO			95	76	-53	636	-165	0	75	0	-200	-200	-100	0	0	-12	16	37	-74	79	-49	108	396	
SALDO DE CAJA INICIAL			56	132	79	714	549	624	624	624	424	224	124	124	124	112	127	165	91	169	120	228	624	
SALDO DE CAJA FINAL			151	208	26	1 350	384	549	699	624	224	24	24	124	124	100	143	202	17	248	71	336	1 020	
Financ.Adic.Operativo CP																								
Amortiz (+)/Incrém.(-)Deuda LP			-765	-4 084	-1 062	-1 214	717	-3 309	241	1 818	1 652	1 606	1 284	1 306	1 197	215	0	0	0	0	0	0	0	
Pago Intereses LP			8	41	117	481	593	532	444	776	701	541	386	262	136	21	0	0	0	0	0	0	0	
Saldo deuda CP																								
Pago Intereses CP																								

FUENTE: [1]. Elaboración sobre la base de los Cuadros 7.3 y 7.10 del Capítulo 7

Cuadro A-7.12: 3G - Flujo de Caja Económico y Financiero

RUBRO	MONITOS: [K*US\$] constantes 2005																						
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	dic-04	dic-05	dic-06	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
Actividades Operativas																							
I. COBRANZAS																							
Ventas	3 399	2 766	2 842	2 174	4 052	3 311	6 354	3 771	1 797	1 843	2 005	2 575	2 841	2 941	3 916	4 139	4 488	4 177	4 242	4 152	4 132	4 480	0
Variaciones Cuentas x cobrar	144	1 777	2 174	2 174	4 052	4 468	4 469	5 344	5 374	5 305	5 278	5 288	5 544	5 508	5 518	5 525	5 783	5 723	5 783	5 729	5 710	5 935	0
II. EGRESOS																							
Actividades de Operación	3 255	1 008	668	1 117	1 157	1 157	-1 885	1 573	3 577	3 462	3 273	2 713	2 703	2 568	1 603	1 385	1 295	1 547	1 541	1 577	1 578	1 455	0
Pagos a Proveedores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Administrativos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos de Ventas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pago IR	-3 255	-1 008	-668	-1 117	-1 157	-1 157	-1 885	1 573	3 577	3 462	3 273	2 713	2 703	2 568	1 603	1 385	1 295	1 547	1 541	1 577	1 578	1 455	0
Actividades de Inversión	-783	-5 284	-1 284	-2 300	-450	-1 035	-5 080	-1 035	0	200	200	100	100	0	100	300	300	400	300	400	250	0	0
Gastos Pre operativos	-783	-4 084	-1 284	-2 100	-450	-1 035	-4 830	-1 035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compra de Activos Fijos	-1 200	0	-200	0	0	0	-250	0	0	200	200	100	100	0	100	300	300	400	300	400	250	0	0
Flujo Caja Económico	-783	-1 885	1 502	542	2 485	2 276	1 274	2 736	1 797	2 043	2 205	2 675	2 841	2 941	4 016	4 439	4 788	4 577	4 542	4 552	4 382	4 480	0
Actividades de Finan.	-534	91	-340	-1 232	-1 062	-1 691	-2 278	-1 313	-2 510	-2 533	-2 348	-1 770	-1 568	-1 333	-335	-300	-300	-400	-300	-400	-250	0	0
Aporte de Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Financiamiento Inversiones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización Financiamiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo Financiero Inver.	0	4 042	945	732	-1 217	-991	2 777	-685	-2 594	-2 352	-2 148	-1 670	-1 568	-1 333	-235	0	0	0	0	0	0	0	0
Finan. Imptos (Dev. IGV)	-534	-3 164	-1 349	-1 900	-1 752	-1 831	-4 580	-4 221	-2 370	-2 574	-2 596	-2 785	-2 477	-2 726	-3 800	-3 989	-3 681	-3 854	-3 620	-3 806	-3 653	-3 131	0
Crédito Fiscal (IGV)	64	-788	64	-65	605	335	-475	408	84	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Flujo Caja para Dividendo	-1 316	-1 794	1 162	-691	1 423	585	-1 004	1 423	-713	-490	-143	905	1 273	1 608	3 681	4 139	4 488	4 177	4 242	4 152	4 132	4 480	0
Pago de Dividendos	-76	53	-636	165	0	0	-75	0	0	200	200	100	100	0	12	-16	-37	74	-79	49	-108	-396	0
Flujo Caja Libre	-1 392	-1 741	527	-526	1 423	585	-1 079	1 423	-713	-290	57	1 005	1 273	1 608	3 693	4 124	4 451	4 251	4 163	4 201	4 024	4 084	0
Aporte Capital+Finan.	0	0	0	0	-1 302	-796	-3 186	-2 370	-2 370	-2 374	-2 396	-2 685	-2 477	-2 726	-3 700	-3 689	-3 381	-3 454	-3 320	-3 406	-3 403	-3 131	0
Flujo Caja para Dividendo	-1 316	-1 794	1 162	-691	1 423	585	-1 004	1 423	-713	-490	-143	905	1 273	1 608	3 681	4 139	4 488	4 177	4 242	4 152	4 132	4 480	0
Flujo Caja Financiero	-1 316	-1 794	1 162	-691	1 211	-211	-1 004	-1 763	-3 083	-2 864	-2 538	-1 780	-1 204	-1 118	-19	451	1 107	723	921	746	729	1 349	0

FUENTE:

[1] Elaboración sobre la base del Cuadro 7.11 del Capítulo 7

Cuadro A- 7.13: 3G - Flujo de Caja Accionistas

Cuentas		MONTOS: [MUS\$] constantes 2005																							
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
FLUJO DE CAJA		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
FUENTES		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	0,80	0,00	0,00	3,19	2,37	2,37	2,40	2,69	2,48	2,73	3,70	3,69	3,38	3,45	3,32	3,41	3,40	3,13
Recepción Utilidades		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	0,80	0,00	0,00	3,19	2,37	2,37	2,40	2,69	2,48	2,73	3,70	3,69	3,38	3,45	3,32	3,41	3,40	3,13
USOS		0,30	0,60	1,20	0,00	0,20	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	-0,20	-0,20	-0,10	0,00	0,00	-0,10	-0,10	-0,30	-0,40	-0,30	-0,40	-0,25	0,00	
Aportes de Capital		0,30	0,60	1,20	0,00	0,20	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	-0,20	-0,20	-0,10	0,00	0,00	-0,10	-0,10	-0,30	-0,40	-0,30	-0,40	-0,25	0,00	
SALDO INICIO PERÍODO		0,00	-0,30	-0,90	-2,10	-2,10	-2,30	-1,00	-0,20	-0,45	2,73	5,10	7,68	10,27	13,06	15,53	18,26	22,06	26,05	29,73	33,58	37,20	41,01	44,66	
VARIACIÓN DE EFECTIVO		-0,30	-0,60	-1,20	0,00	-0,20	1,30	0,80	-0,25	3,19	2,37	2,57	2,60	2,79	2,48	2,73	3,80	3,99	3,68	3,85	3,62	3,81	3,65	3,13	
SALDO FIN PERÍODO		-0,30	-0,90	-2,10	-2,10	-2,30	-1,00	-0,20	-0,45	2,73	5,10	7,68	10,27	13,06	15,53	18,26	22,06	26,05	29,73	33,58	37,20	41,01	44,66	47,79	

FUENTE:

[1] Elaboración sobre la base de los Cuadros 7.11 y 7.12 del Capítulo 7

Cuadro A-7.14: 3G - Balance General Proyectado – Resumen

RUBRO		MONITOS: [k*US\$] constantes 2005																						
		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		dic-04	dic-05	dic-06	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	95	319	1 053	1 955	1 851	1 623	1 283	1 764	1 788	1 633	1 406	1 201	941	931	919	915	937	966	900	968	926	1 045	1 045	1 412
TOTAL ACTIVO NO CORR.	0	783	4 866	5 817	7 481	7 286	7 630	11 666	11 424	10 043	8 662	7 283	5 904	4 779	3 745	2 920	2 141	1 465	1 272	1 183	1 093	1 004	1 004	914
TOTAL ACTIVO	95	1 101	5 920	7 773	9 333	8 909	8 913	13 429	13 212	11 676	10 068	8 484	6 845	5 711	4 664	3 835	3 078	2 431	2 173	2 150	2 019	2 049	2 049	2 326
TOTAL PASIVO CORRIENTE	0	0	0	178	177	324	334	339	396	456	440	437	451	453	442	433	431	460	432	441	431	432	432	460
TOTAL PASIVO NO CORR.	0	765	4 849	5 911	7 125	6 408	6 010	9 319	9 077	7 259	5 608	4 001	2 717	1 411	215	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PASIVO	0	765	4 849	6 089	7 302	6 732	6 343	9 658	9 473	7 715	6 048	4 438	3 168	1 864	657	433	431	460	432	441	431	432	432	460
TOTAL PATRIMONIO	95	336	1 070	1 684	2 031	2 177	2 570	3 772	3 739	3 960	4 021	4 045	3 677	3 846	4 007	3 402	2 646	1 971	1 740	1 710	1 589	1 618	1 618	1 866
TOTAL ASIVO + PATRIM.	95	1 101	5 919	7 773	9 333	8 909	8 913	13 429	13 212	11 676	10 068	8 483	6 845	5 711	4 664	3 835	3 078	2 431	2 172	2 151	2 020	2 049	2 049	2 326

FUENTE:

[1] Elaboración sobre la base de los Cuadros 7.10; A-7.11 y A-12 del Capítulo 7

Cuadro A-7.15: 3G – Ratios Financieros

RUBRO	Ref.	RATIOS																							
		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
		dic-04	dic-05	dic-06	dic-07	dic-08	dic-09	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	dic-19	dic-20	dic-21	dic-22	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26	
Liquidez Corriente	(1)	∞	∞	∞	11,0	10,4	5,0	3,8	5,2	4,5	3,6	3,2	2,7	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,4	3,1
Endeudam. Patrimonial	(2)	0,0	2,3	4,5	3,6	3,1	3,1	2,5	2,6	2,5	1,9	1,5	1,1	0,9	0,5	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
GIR sobre Patrimonio	(3)	0	0	-13,5	67	52	142	116	71	167	148	145	140	142	134	132	159	204	252	309	305	337	331	263	263
GIR sobre AF	(4)	0	0	-3,0	19	14	43	39	23	55	58	67	78	88	108	141	185	252	339	422	441	490	533	538	
Efect. de Cobranza	(5)	0	0	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
Gastos en Personal	(6)	0	0	∞	10,8	11,0	5,8	5,9	5,9	4,9	4,9	5,0	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	

NOTAS:	Formula	Unidad	Promedio 2003 Generadores [2]
(1) Liquidez - Razón Corriente	= Activo Corriente / Pasivo Corriente	[]	1,54
(2) Solvencia - Endeudamiento Patrimonial	= Total Pasivo / Patrimonio Neto	[]	0,63
(3) Rentabilidad - Generación Interna de Recursos (GIR) sobre Patrimonio	= (Utilidad de Operación + Provisiones del Ejercicio) / Patrimonio Neto	[%]	18,21
(4) Rentabilidad - Generación Interna de Recursos (GIR) sobre Activo Fijo	= (Utilidad de Operación + Provisiones del Ejercicio) / Activo Fijo	[%]	13,60
(5) Gestión - Efectividad de Cobranza	= 360 / Rotación	días	61
(6) Gestión - Gastos en Personal	= (Cargos de Personal + Servicios de Personal Terceros) / Total Ingresos	[%]	10,35

FUENTE:

[1] Elaboración sobre la base de los Cuadros A-7.10; A-7.11 y A-14 del Capítulo 7

[2] OSINERG; Anuario Estadístico 2003. Lima, Noviembre 2004. Página 88.

Cuadro A-7.15: 3G – Ratios Financieros