

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE VALPARAÍSO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA



PROYECTO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
QUÍMICO

**ELABORACIÓN DE CURVAS DE COSTO DE
ABATIMIENTO DE EMISIONES DE GASES DE
EFECTO INVERNADERO Y EFICIENCIA
ENERGÉTICA EN MINERA ESCONDIDA.**

Rodrigo Zavala Hormaechea

Profesor Guía:
Carlos Carlesi Jara

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo lograr discriminar las alternativas de proyectos que representen mayor disminución de emisiones de gases de efecto invernadero en términos de CO_{2e} y de eficiencia energética en Minera Escondida Ltda., a través de la construcción de dos curvas de costo de abatimiento, una de reducción de emisiones de CO_{2e} y otra de eficiencia energética. Se evaluaron 12 proyectos, bajo una metodología común, que especifica la situación actual del proceso o área en el cual este proyecto será incorporado, detalles técnicos del proyecto a implementar, el análisis de los datos obtenidos para los cálculos de disminución de consumos específicos, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la reducción de energía en unidades de (GJ) y finalmente la evaluación económica de cada uno de ellos. De esta forma se obtiene el valor de costo de abatimiento para cada proyecto y se incorpora en la curva junto con la reducción total calculada de energía y de emisiones de CO_{2e}. El estudio entonces en una primera etapa sitúa a Minera Escondida en un escenario global de emisiones y de consumo energético y determina la importancia de sus operaciones en Chile en estos términos, en su producción y en las metas que posee la compañía a futuro.

Las curvas permiten priorizar la implementación de cada proyecto, siendo en este caso la mejor alternativa luego del estudio realizado, la de “Uso de Revestimiento de Menor Peso en Molinos SAG” que posee el mejor costo de abatimiento de CO_{2e}, -4.055 (USD/t CO_{2e}), lo que representa más bien un ahorro por tonelada de CO_{2e} reducida y un costo de abatimiento energético de -1.813 (USD/GJ). Por el contrario, el proyecto con costos de abatimiento más altos de reducción de CO_{2e}, es el de “Implementación de una Granja Solar”, 440 (USD/t CO_{2e}) debido principalmente al alto costo de inversión, una particularidad de las energías renovables. En costo de abatimiento energético el proyecto de “Uso de Aditivos en Camiones de Extracción”, es el proyecto con valores más altos, -4,61 (USD/GJ), sin embargo este proyecto tiene el más alto potencial de disminución de CO_{2e}, 242 (kt) y energía, 3.025 (TJ).

Por otra parte, el proyecto que posee el (VAN) más alto en los años de evaluación es el de “Factor de Carga y Microfractura en Roca”, con 138 (MMUSD). El resto de los proyectos se encuentra dentro de estos rangos de costos de abatimiento y son representados en orden por las curvas.

Índice General

1. Introducción.....	1
2. Antecedentes Generales.....	2
2.1. El Calentamiento Global.....	2
2.2. El Efecto Invernadero	9
2.3. Gases de Efecto Invernadero	11
2.4. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.....	14
2.4.1. Contexto Global	14
2.4.2. Minería del Cobre en Chile	18
3. Minera Escondida Ltda.	23
3.1. Introducción	23
3.2. Desafíos y Metas.....	24
3.3. Alcances de la compañía en emisiones de GEI.....	25
4. Curvas de Abatimiento.....	29
4.1. Construcción de las Curvas	29
4.2. Desarrollo Modelo en planilla Excel	32
5. Objetivos y Metodología de Evaluación de Proyectos.....	34
5.1. Objetivos.....	34
5.2. Metodología de Evaluación de Proyectos	38
5.2.1. Escenario de Evaluación	38
5.2.2. Pauta de Evaluación	39
5.2.3. Factores de Emisión de GEI	40
5.2.4. Clasificación de Proyectos	41
6. Proyectos incorporados en las Curvas de Abatimiento.....	44
6.1. Distribución de Carga en Molinos de Bola Los Colorados.....	44
6.1.1. Introducción	44
6.1.2. Descripción Proyecto	44
6.1.3. Detalle Proceso	45
6.1.4. Especificaciones Técnicas	46
6.1.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI	60
6.1.6. Evaluación Económica	62
6.1.7. Conclusión y Discusión	63
6.2. Cambio combustible en Calentadores Hidrometalurgia.....	64
6.2.1. Introducción	64
6.2.2. Descripción Proyecto	65
6.2.3. Detalle Proceso	66
6.2.4. Especificaciones Técnicas	70

6.2.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI	91
6.2.6. Evaluación Económica	93
6.2.7. Conclusión y Discusión	98
6.3. Granja Solar Fotovoltaica	99
6.3.1. Introducción	99
6.3.2. Descripción Proyecto	99
6.3.3. Situación Actual	100
6.3.4. Especificaciones Técnicas	101
6.3.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI	109
6.3.6. Evaluación Económica	110
6.3.7. Conclusión y Discusión	112
6.4. Uso de revestimientos de menor peso en molinos SAG	113
6.4.1. Introducción	113
6.4.2. Descripción Proyecto	113
6.4.3. Detalle Proceso	118
6.4.4. Especificaciones Técnicas	118
6.4.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI	120
6.4.6. Evaluación Económica	125
6.4.7. Conclusión y Discusión	129
6.5. Uso de Aditivo en Calentadores de Hidrometalurgia.....	130
6.5.1. Introducción	130
6.5.2. Descripción Proyecto	130
6.5.3. Detalle Proceso	131
6.5.4. Especificaciones Técnicas	132
6.5.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI	147
6.5.6. Evaluación Económica	148
6.5.7. Conclusión y Discusión	150
6.6. Otros Proyectos Incorporados en las Curvas de Abatimiento	151
6.6.1. Análisis de Eficiencia Compresores Coloso	151
6.6.2. Gestión Energética Planta Concentradora Laguna Seca.	152
6.6.3. Uso de Aditivos en Camiones de Extracción.	153
6.6.4. Disminución Potencia Camiones Komatsu.	155
6.6.5. Factor de Carga y Microfractura en Roca.	156
6.6.6. Calentadores Solares Campamento 2000.	157
6.6.7. Mejora de contacto en celdas Electrowinning con Antisulfatante.	158
7. Curvas de Abatimiento Minera Escondida Ltda.....	159
7.1. Curva de Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero.....	160
7.2. Curva de Abatimiento de Energía.	161
8. Análisis de Resultados.....	162
9. Conclusión General.	165
10. Bibliografía.....	167

11. Anexo A	169
11.1. Producciones.....	169
11.2. Consumo Diesel.....	169
11.3. Consumo Energía Eléctrica.....	170
11.4. Emisiones Históricas.....	171
11.5. Emisiones Proyectadas.....	172
11.6. Factores de Emisión para Combustibles.....	173
11.7. Radiación.....	174
11.7.1. Irradiancia.....	174
11.7.2. Irradiación Solar.....	175

Índice de Tablas

Tabla 1: Calentamiento de la superficie mundial y aumento del nivel del mar proyectado al final del siglo XX. (Fuente: Informe IPCC 2007).	7
Tabla 2: Modelo Excel Curvas de Abatimiento.	32
Tabla 3: Modelo Excel Curvas de Abatimiento.	32
Tabla 4: Modelo Excel Curvas de Abatimiento.	33
Tabla 5: Modelo Excel Curvas de Abatimiento.	33
Tabla 6: Tabla de Cálculo Factor de Emisión de CO ₂ e SING. (Fuente: Inventario GEI, Minera Escondida Ltda.).	41
Tabla 7: Restricciones tonelaje línea 1 y 2.	49
Tabla 8: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Molinos de Bola Sobrecargados.	50
Tabla 9: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Alta Presión por Mineral.	51
Tabla 10: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Alto Nivel del Cajón de 6 vías.	51
Tabla 11: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Granulometría.	52
Tabla 12: Resumen de Restricciones de Tonelaje Línea 2.	53
Tabla 13: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Alto Nivel del Cajón de 6 vías.	54
Tabla 14: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Alta Presión por Mineral.	54
Tabla 15: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Mala Clasificación.	55
Tabla 16: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Molinos de Bolas Sobrecargados.	56
Tabla 17: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Resumen.	57
Tabla 18: Restricciones de Tonelaje por línea 1 y 2 durante un año.	58
Tabla 19: Ponderación procesamiento molinos SAG en Minera Escondida Ltda.	59
Tabla 20: Resumen Impacto y Beneficios para las restricciones de tonelaje.	59
Tabla 21: Consumos Bombas Warman	60
Tabla 22: Consumo Energía Planta Concentradora Los Colorados con Bombas Warman.	60
Tabla 23: Reducción Energía y Emisiones de GEI.	61
Tabla 24: Flujo de Caja con proyecto incorporado.	62
Tabla 25: Análisis Económico Proyecto Cajón de 6 vías en Concentradora Los Colorados.	62
Tabla 26: Consumos de Diesel Calentadores.	68

Tabla 27: Datos Técnicos Calentadores de Hidrometalurgia.	69
Tabla 28: Propiedades de GLP. (Fuente: Manual CEPESA)	70
Tabla 29: Poderes Caloríficos Diesel y GLP. (Fuente: Manual de Instalaciones GLP CEPESA).	71
Tabla 30: Tabla de Consumos y Energías de Diesel GLP requeridos.	73
Tabla 31: Parámetros de Diseño	74
Tabla 32: Extracto Tabla Sch Tubería Mannesman.....	74
Tabla 33: Parámetros de Diseño.	76
Tabla 34: Extracto Tabla Sch Tubería Mannesman.....	76
Tabla 35: Parámetros de Diseño.	77
Tabla 36: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.	77
Tabla 37: Calor Latente GLP y eficiencia Vaporizador.	78
Tabla 38: Potencias Vaporizador.	78
Tabla 39: Especificaciones Técnicas Vaporizador.	79
Tabla 40: Características de diseño Estanque Almacenamiento GLP.	80
Tabla 41: Instrumentación Estanque Almacenamiento GLP.....	81
Tabla 42: Consumos Diesel y GLP Calentadores Oxido.....	82
Tabla 43: Parámetros de Diseño.	83
Tabla 44: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.	83
Tabla 45: Parámetros de Diseño.	84
Tabla 46: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.	84
Tabla 47: Parámetros de Diseño	85
Tabla 48: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.	85
Tabla 49: Potencia Vaporizador.	86
Tabla 50: Consumo Diesel y GLP Calentadores Lixiviación de Sulfuros.	87
Tabla 51: Parámetros de Diseño.	88
Tabla 52: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.	88
Tabla 53: Parámetros de Diseño.	89
Tabla 54: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.	89
Tabla 55: Parámetros de Diseño.	90
Tabla 56: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.	90

Tabla 57: Potencia Vaporizador.	91
Tabla 58: Consumos Diesel proyectado para Calentadores. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).	91
Tabla 59: Porcentaje Estimación de consumo por planta según año 2009.	92
Tabla 60: Distribución de consumo GLP proyectada.	92
Tabla 61: Factores de Emisión GLP y Diesel. (Fuente: IPCC).	92
Tabla 62: Emisiones CO _{2e} Diesel y GLP proyectadas.	93
Tabla 63: Emisiones reducidas de CO _{2e} proyectadas.	93
Tabla 64: Ahorro promedio Diesel versus GLP. (Fuente: Empresa proveedora GLP).	93
Tabla 65: Ahorro uso de GLP versus Diesel proyectado.	94
Tabla 66: Detalle Inversión Proyecto Cambio de Combustible.	96
Tabla 67: Costo de conversión de quemadores.	97
Tabla 68: Flujo de Caja Proyecto Cambio de Combustible.	97
Tabla 69: Análisis Económico Proyecto.	97
Tabla 70: Irradiancia promedio mensual.	101
Tabla 71: Potencia requerida Granja Solar.	102
Tabla 72: Coeficientes de pérdidas.	103
Tabla 73: Resultados cálculos energía real y rendimiento.	103
Tabla 74: Características Panel Solar elegido.	104
Tabla 75: Especificaciones Técnicas Panel Solar Fotovoltaico. (Fuente: Empresa Proveedora Paneles Solares).	104
Tabla 76: Número de Paneles necesarios en miles de paneles.	105
Tabla 77: Factor de Utilización Paneles Solares.	106
Tabla 78: Superficie Paneles Solares.	106
Tabla 79: Superficie Total Utilizada.	107
Tabla 80: Superficie Disponible.	107
Tabla 81: Cálculo Reguladores.	108
Tabla 82: Cantidad de Reguladores totales.	108
Tabla 83: Potencia Máxima Instantánea.	109
Tabla 84: Energía requerida Granja Solar.	109
Tabla 85: Factores de Emisión de CO _{2e} proyectados. (Fuente: IPCC).	109

Tabla 86: Emisiones de CO _{2e} reducidas con proyecto Granja Solar.....	110
Tabla 87: Detalle Inversión.....	110
Tabla 88: Estimación costos anexos al proyecto.	111
Tabla 89: Ahorro en (USD) por disminución en consumo energético SING.....	111
Tabla 90: Flujo de Caja Proyecto.	111
Tabla 91: Análisis Económico Proyecto.....	111
Tabla 92: Ponderación procesamiento molinos SAG en Minera Escondida Ltda.....	114
Tabla 93: Plan de cambio de revestimientos. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).	114
Tabla 94: Porcentaje de aumento de tratamiento FY11.....	114
Tabla 95: Porcentaje de aumento de tratamiento FY12.....	115
Tabla 96: Aumento en (lb) de Cuf FY11.....	115
Tabla 97: Aumento en (lb) de Cuf FY12.....	115
Tabla 98: Toneladas de mineral procesado proyectados. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).	116
Tabla 99: Detalle aumento de toneladas de mineral procesado proyectado.....	116
Tabla 100: Aumento de toneladas procesadas en Plantas Concentradoras.	117
Tabla 101: Resumen toneladas de mineral procesado proyectado con proyecto y BAU.	117
Tabla 102: Duración de corazas antes de mantención. (Fuente: Minera Escondida Ltda.)...	119
Tabla 103: Mineral procesado por molinos planta concentradora Los Colorados año 2009. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).	120
Tabla 104: Consumo Energético Molinos SAG CLC año 2009. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).....	120
Tabla 105: Consumos Específicos Molinos SAG CLC.....	121
Tabla 106: Consumo Específico proyectado para CLC.....	121
Tabla 107: Consumo energético proyectado.	121
Tabla 108: Consumos Específicos BAU y con proyecto.....	122
Tabla 109: Energía reducida en (MWh).	122
Tabla 110: Energía reducida en (GJ).	122
Tabla 111: Factores de Emisión de CO _{2e} proyectados. (Fuente: IPCC).	122
Tabla 112: Emisiones de CO _{2e} reducidas con proyecto.....	123
Tabla 113: Consumo Específico Molino SAG Planta Concentradora Laguna Seca.	123
Tabla 114: Consumo Energético Molino SAG CLS.	123

Tabla 115: Consumos Específicos molino SAG CLS.	123
Tabla 116: Energía reducida proyectada CLS en (MWh).	124
Tabla 117: Energía reducida proyectada CLS en (GJ).	124
Tabla 118: Factores de Emisión CO _{2e} . (Fuente: CDEC SING).	124
Tabla 119: Emisiones de CO _{2e} reducidas con proyecto CLS.	124
Tabla 120: Energía reducida total en (GJ).	125
Tabla 121: Emisiones de CO _{2e} reducidas totales.	125
Tabla 122: Beneficios incorporación proyecto.	126
Tabla 123: Costo Corazas.	126
Tabla 124: Detalle de gasto actual en instalación de corazas.	126
Tabla 125: Gastos totales en instalación de corazas.	126
Tabla 126: Detalle gasto de instalación corazas Polymet.	127
Tabla 127: Gastos totales en instalación corazas Polymet.	127
Tabla 128: Diferencia instalación corazas Polymet y Elecmetal.	127
Tabla 129: Flujo de Caja proyecto.	128
Tabla 130: Análisis Económico.	128
Tabla 131: Modelo Temperatura salida del agua.	134
Tabla 132: Modelo Temperatura Gases de Chimenea.	137
Tabla 133: Consumos Diesel proyectados.	147
Tabla 134: Consumos Diesel con ahorro esperado.	147
Tabla 135: Factores de Emisión Diesel.	148
Tabla 136: Reducción de Emisiones de CO _{2e}	148
Tabla 137: Reducción Energía consumida en (GJ).	148
Tabla 138: Costo Diesel proyectado.	148
Tabla 139: Costos de Diesel y Aditivo proyectados.	149
Tabla 140: Flujo de Caja.	149
Tabla 141: Análisis Económico.	149
Tabla 142: Reducción de Emisiones de CO _{2e}	151
Tabla 143: Reducción de consumo de Energía (GJ).	152
Tabla 144: Análisis Económico.	152
Tabla 145: Reducción de Emisiones de CO _{2e}	153

Tabla 146: Reducción de consumo de Energía (GJ).....	153
Tabla 147 Tabla 148: Análisis Económico.....	153
Tabla 149: Reducción de Emisiones de CO _{2e}	154
Tabla 150: Reducción de consumo de Energía (GJ).....	154
Tabla 151: Análisis Económico.....	154
Tabla 152: Reducción de Emisiones de CO _{2e}	155
Tabla 153: Reducción de consumo de Energía (GJ).....	155
Tabla 154: Análisis Económico.....	155
Tabla 155: Reducción de Emisiones de CO _{2e}	156
Tabla 156: Reducción de consumo de Energía (GJ).....	156
Tabla 157: Análisis Económico.....	156
Tabla 158: Reducción de Emisiones de CO _{2e}	157
Tabla 159: Análisis Económico.....	157
Tabla 160: Reducción de Emisiones de CO _{2e}	158
Tabla 161: Reducción de consumo de Energía (GJ).....	158
Tabla 162: Análisis Económico.....	158
Tabla 163: Ranking Proyectos Incorporados en Curvas de Abatimiento.....	163
Tabla 164: Porcentaje Disminución de Emisiones respecto a las Proyectadas.....	164
Tabla 165: Producciones Proyectadas en (t) y (lb).....	169
Tabla 166: Consumo Diesel Proyectado.....	169
Tabla 167: Consumo Energía Eléctrica.....	170
Tabla 168: Emisiones Históricas Minera Escondida Ltda.....	171
Tabla 169: Emisiones Proyectadas Minera Escondida Ltda.....	172
Tabla 170: Factores de Emisión para Combustibles. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).....	173
Tabla 171: Irradiancia Solar (W/m ²). (Fuente: Estación Meteorológica Cerro Marcelo).....	174
Tabla 172: Irradiación Solar. (Fuente: Estación Meteorológica Cerro Marcelo).....	175

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Cambios en la temperatura, en el nivel del mar y en la cubierta de nieve del Hemisferio Norte (Fuente: Informe IPCC 2007).....	2
Ilustración 2: Gráfico de evolución de Temperatura (°F) y Concentración de CO ₂ (ppm) desde hace 350.000 años a la fecha (Fuente: National Academy of Science, Marian Koshland).	3
Ilustración 3: Evolución de la concentración de CO ₂ , desde 1958 a 2008. (Fuente: NOAA ESRL).	4
Ilustración 4: Evolución temperaturas medias anuales, desde 1850 a 2005. (Fuente: Informe IPCC 2007).	4
Ilustración 5: Escenarios de emisiones de GEI entre 2000 y 2100 (en ausencia de políticas climáticas adicionales), y proyección de las temperaturas en superficie. (Fuente: Informe IPCC 2007).	7
Ilustración 6: Balance Energético de la Tierra, anual y mundial. (Fuente: Informe IPCC 2007).	10
Ilustración 7: Gráfico de absorción de radiaciones por GEI. (Fuente: Informe IPCC 2007). ..	11
Ilustración 8: Evolución concentraciones de principales GEI en la atmósfera. (Fuente: Informe IPCC 2007).	13
Ilustración 9: Forzamiento Radiativo desde el año 1750. (Fuente: Informe IPCC 2007).	14
Ilustración 10: Emisiones Mundiales de GEI desde 1970 a 2004. (Fuente: Informe IPCC 2007).	15
Ilustración 11: Evolución de emisiones de CO ₂ totales mundiales. (Fuente: CO ₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2009, IEA).	15
Ilustración 12: Top 10 países con mayores emisiones de CO ₂ . (Fuente: CO ₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2009, IEA).	16
Ilustración 13: Distribución mundial de emisiones. (Fuente: CO ₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2009, IEA).	17
Ilustración 14: Evolución de emisiones de CO ₂ en millones de toneladas en Chile. (Fuente: CO ₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2009, IEA).	17

Ilustración 15: Participación de Chile en producción de cobre mundial de mina, 1974 a 2008. (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009)	18
Ilustración 16: Canasta de productos comerciales de Chile (2008). (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009)	18
Ilustración 17: Emisiones Totales de GEI de la minería del cobre de Chile. (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009)	19
Ilustración 18: Participación de la minería del cobre en consumo de energía (2008). (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009)	19
Ilustración 19: Participación de la minería del cobre en consumo de energía eléctrica y de combustible (2008). (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009)	20
Ilustración 20: Matrices Energéticas de Chile (2008). (Fuente: COCHILCO, Estudio Prospectivo de Emisiones de GEI de la Minería del Cobre en Chile, 2009)	20
Ilustración 21: Consumo energía eléctrica SING (2008). (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009)	21
Ilustración 22: Evolución de emisiones de GEI de la minería del cobre según matriz energética. (Fuente: COCHILCO, Estudio Prospectivo de Emisiones de GEI de la Minería del Cobre en Chile, 2009)	21
Ilustración 23: Participación en matriz de generación SING (2008). (Fuente: COCHILCO, Estudio Prospectivo de Emisiones de GEI de la Minería del Cobre en Chile, 2009)	22
Ilustración 24: Evolución de Producciones de Cobre MEL. (Fuente: Minera Escondida Ltda.)	24
Ilustración 25: Alcances de Emisiones de GEI. (Fuente: Informe IPCC 2007)	25
Ilustración 26: Emisiones de GEI por tipo de Energía Históricas. (Fuente: Minera Escondida Ltda.)	26
Ilustración 27: Pareto Consumo Energía en GJ. (Fuente: Minera Escondida Ltda.)	27
Ilustración 28: Pareto Emisiones CO ₂ e MEL FY 2009. (Fuente: Minera Escondida Ltda.) ..	27

Ilustración 29: Proyección de Emisiones de GEI por tipo de Energía. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).....	28
Ilustración 30: Curva Abatimiento McKinsey. (Fuente: McKinsey&Company, Pathway to Low a Carbon Economy, 2009).....	30
Ilustración 31: Curva Abatimiento Global McKinsey. (Fuente: McKinsey&Company, Pathway to Low a Carbon Economy, 2009).....	31
Ilustración 32: Esquema con proyecto de cajones de distribución en línea 1 y 2 Concentradora Los Colorados. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).....	45
Ilustración 33: Esquema Actual Planta Concentradora Los Colorados. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).....	46
Ilustración 34: Restricciones de Tonelaje Línea 1 y 2.....	49
Ilustración 35: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Molinos de Bolas Sobrecargados.	50
Ilustración 36: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Alta Presión por Mineral.	51
Ilustración 37: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Alto Nivel del Cajón de 6 vías.	52
Ilustración 38: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Granulometría.....	52
Ilustración 39: Resumen de Restricciones de Tonelaje Línea 2.....	53
Ilustración 40: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Alto Nivel Cajón de 6 vías.....	54
Ilustración 41: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Alta Presión por Mineral.....	55
Ilustración 42: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Mala Clasificación.....	55
Ilustración 43: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Molinos de Bolas Sobrecargados.....	56
Ilustración 44: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Resumen.....	57
Ilustración 45: Diagrama de Flujo Calentadores de Lixiviación de Sulfuros.....	67
Ilustración 46: Diagrama de Flujo de Planta de Sulfuros.....	67
Ilustración 47: Diagrama de Flujo Calentadores Planta de Oxidos.....	68
Ilustración 48: Esquema Planta Receptora GLP.....	72
Ilustración 49: Configuración Tipo Planta Solar Fotovoltaica.....	99
Ilustración 50: Esquema Planta Solar Fotovoltaica.....	100
Ilustración 51: Plano Ubicación Granja Solar. (Fuente: Google Earth).....	107
Ilustración 52: Diagrama Molienda Planta CLS. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).....	118
Ilustración 53: Esquema Coraza Polymet. (Fuente: Metso Minerals S.A.).....	119
Ilustración 54: Vista Transversal Coraza Polymet. (Fuente: Metso Minerals S.A.).....	120

Ilustración 55: Esquema Calentador Oxidos.	131
Ilustración 56: Ubicación Calentadores de Óxidos.....	132
Ilustración 57: Calentadores de Óxidos.	132
Ilustración 58: Flujo Consumo Diesel calentador n°3.	133
Ilustración 59: Efecto de la combustión con y sin Aditivo sobre el flujo de combustible.	135
Ilustración 60: Gráficas de resumen del Modelo de Temperatura de Salida.	136
Ilustración 61: Gráficas de resumen del Modelo de Temperatura Gases de Chimenea.	138
Ilustración 62: Efecto de la combustión con y sin Aditivo sobre el flujo de combustible.	139
Ilustración 63: Consumo Absoluto y Específico de Combustible Diesel.....	140
Ilustración 64: Eficiencia de Calentador.....	141
Ilustración 65: Temperaturas de Salida y Entrada.	141
Ilustración 66: Temperatura Gases de Chimenea en (°C).....	142
Ilustración 67: Diferencia de Temperatura Salida-Entrada.	143
Ilustración 68: Porcentaje de gases de combustión en períodos con y sin Aditivo.	143
Ilustración 69: Tendencias según Test de Hipótesis.....	144
Ilustración 70: Valores y tendencias de datos reales.	145
Ilustración 71: Consumos Absolutos reales y proyectados.	146
Ilustración 72: Curva de Costo de Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero.....	160
Ilustración 73: Curva de Costo de Abatimiento de Eficiencia Energética	161
Ilustración 74: Gráfico Comparativo Emisiones Proyectadas.	164

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1: Costo Abatimiento.	30
Ecuación 2: Cálculo factores de emisión de CO _{2e}	40
Ecuación 3: Consumo Específico.	42
Ecuación 4: Densidad corregida GLP a presiones mayores. (Fuente: Manual CEPSA).	70
Ecuación 5: Fórmula de Renouard.	75
Ecuación 6: Diámetro tubería GLP.	75
Ecuación 7: Potencia Vaporizador.	78
Ecuación 8: Energía Real entregada por Granja Solar Fotovoltaica.	102
Ecuación 9: Rendimiento luego de pérdidas en el sistema.	102
Ecuación 10: Capacidad Banco de Baterías.	103
Ecuación 11: Número de Paneles Solares.	104
Ecuación 12: Factor de Utilización Paneles Solares.	105
Ecuación 13: Consumo Absoluto.	146

1. Introducción.

El presente informe tiene como objetivo dar a conocer el trabajo realizado en Minera Escondida en la evaluación y discriminación de proyectos tendientes a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo energético en todo el proceso minero, desde la extracción del mineral, hasta la producción de cátodos de cobre o concentrado de cobre.

El calentamiento global, que produce cambios climáticos de gran envergadura en el planeta, se debe en gran parte a estas emisiones de gases de efecto invernadero, es por esto que los países más desarrollados y aquellos que se encuentran en vías de desarrollo han llevado a cabo desde la década del 90 una serie de convenciones y protocolos con el fin de generar planes de disminución de emisiones y revertir o mitigar el efecto del hombre sobre el calentamiento global.

En este sentido Minera Escondida, consciente del problema, dispuso de planes y metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, utilizando para este propósito la herramienta (y producto final de este informe) de **las curvas de costo de abatimiento de gases de efecto invernadero y eficiencia energética**.

La realización de estas curvas de abatimiento requiere de una evaluación previa de posibles proyectos a implementar, así como también la investigación y análisis de los potenciales de reducción de emisiones existentes en las distintas áreas de la compañía. La evaluación realizada considera la variable económica, así como también un análisis de factibilidad técnica de cada proyecto trabajado, bajo una metodología en común, considerando eso sí, que los proyectos evaluados son de distinta naturaleza, pero que en común tienen la particularidad de reducir o mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero.

El trabajo realizado incluye una gran cantidad de cálculos, tablas e ilustraciones que pretenden facilitar la tarea del entendimiento de los proyectos, así como también de la construcción y la correcta lectura de las curvas de costo de abatimiento.

El proyecto de realización de las curvas descritas es pionero en Chile y tiene como finalidad lograr discriminar y comparar el costo de reducción de emisiones entre los proyectos evaluados, para de esta forma apoyar las decisiones de carácter medioambientales que permitan la implementación de uno u otro proyecto.

2. Antecedentes Generales.

2.1. El Calentamiento Global.

La Tierra ha estado sometida a través de los tiempos a cambios climáticos cíclicos, permitiendo entonces la existencia de eras glaciares y eras más cálidas. Sin embargo los cambios climáticos sufridos principalmente durante el siglo XX y lo que va del siglo XXI, han experimentado una variación acelerada y anómala, evidenciada principalmente por el aumento del promedio mundial de la temperatura del aire y del océano, del derretimiento generalizado de nieves y hielos y del aumento del promedio mundial del nivel del mar (Ver Figura 1).

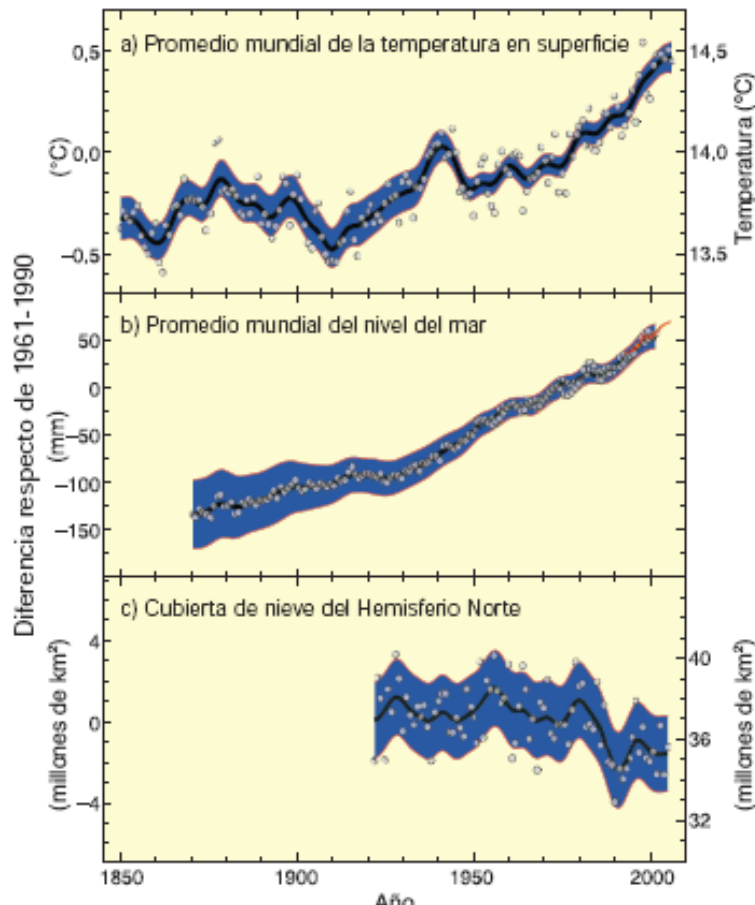


Ilustración 1: Cambios en la temperatura, en el nivel del mar y en la cubierta de nieve del Hemisferio Norte (Fuente: Informe IPCC 2007).

Para el IPCC, el término “Cambio Climático” denota un cambio en el estado del clima identificable (por ejemplo, mediante análisis estadístico) a raíz de un cambio en el valor medio y/o en la variabilidad de sus propiedades, y que persiste durante un período prolongado de tiempo, generalmente cifrado en decenios o en períodos más largos. Denota todo cambio del clima a lo largo del tiempo, tanto si es debido a la variabilidad natural como si es consecuencia de la actividad humana.

A este significado se le suma el utilizado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMCC), que describe el cambio climático como un cambio del clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera mundial y que viene a sumarse a la variabilidad climática natural observada en períodos de tiempo comparables.

El cambio climático se explica entonces, como el aumento observado del promedio mundial de temperatura desde mediados del siglo XX causado principalmente por el incremento de las concentraciones de gases de efecto invernadero antropógenos (tales como, CO₂, CH₄, CFC, HFC y vapor de agua entre los más importantes).

La evidencia es clara y se puede observar en el siguiente gráfico construido con datos de estudio de las capas de hielo de la base Antártica de Vostock.

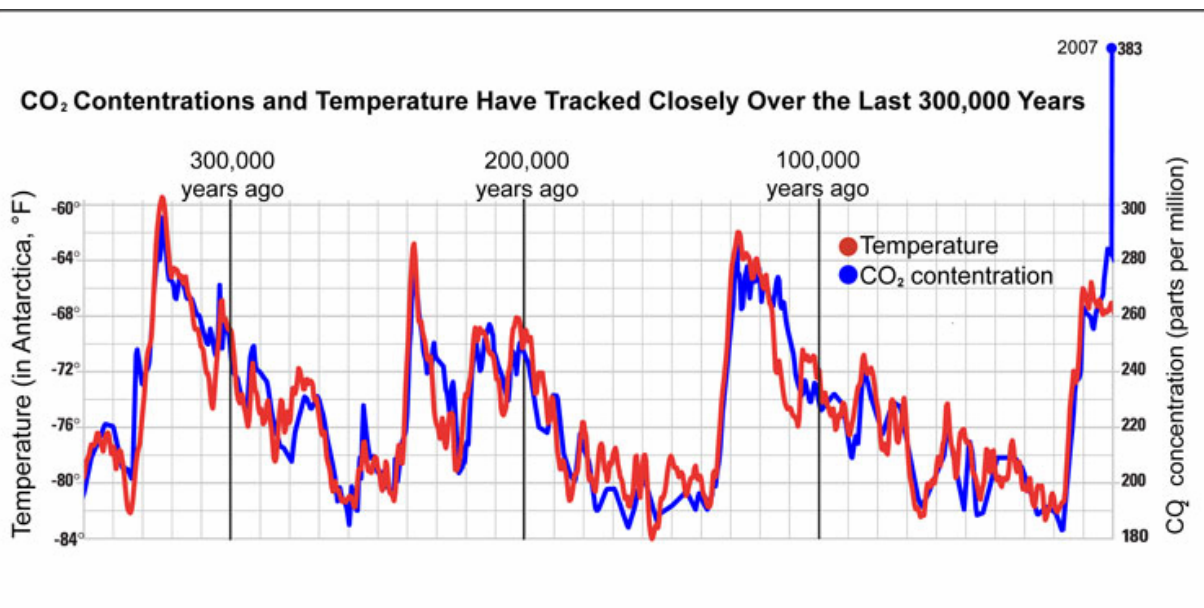


Ilustración 2: Gráfico de evolución de Temperatura (°F) y Concentración de CO₂ (ppm) desde hace 350.000 años a la fecha (Fuente: National Academy of Science, Marian Koshland).

Luego, en el siguiente gráfico (Ilustración 3.), se puede observar el aumento de la concentración de CO₂ para un período de tiempo comprendido entre los años 1958 y 2008, del cual se desprende que actualmente las concentraciones de CO₂ bordean los 385 (ppm) en la atmósfera, muy superior a los 180 (ppm) registrados en el período preindustrial (anterior al año 1850). Esta variación de la concentración de CO₂ de alrededor de 200 (ppm) en la atmósfera, representa (Ver Ilustración 4.) un aumento de la temperatura de 0,7° C.

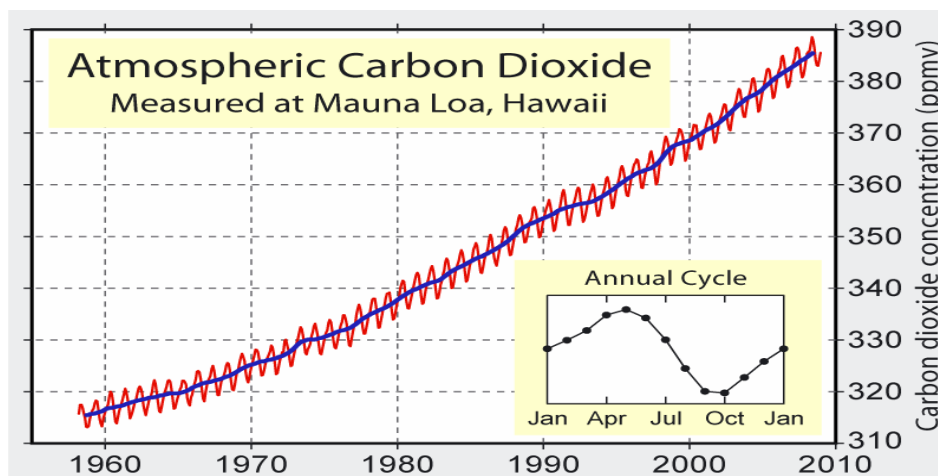


Ilustración 3: Evolución de la concentración de CO₂, desde 1958 a 2008. (Fuente: NOAA ESRL).

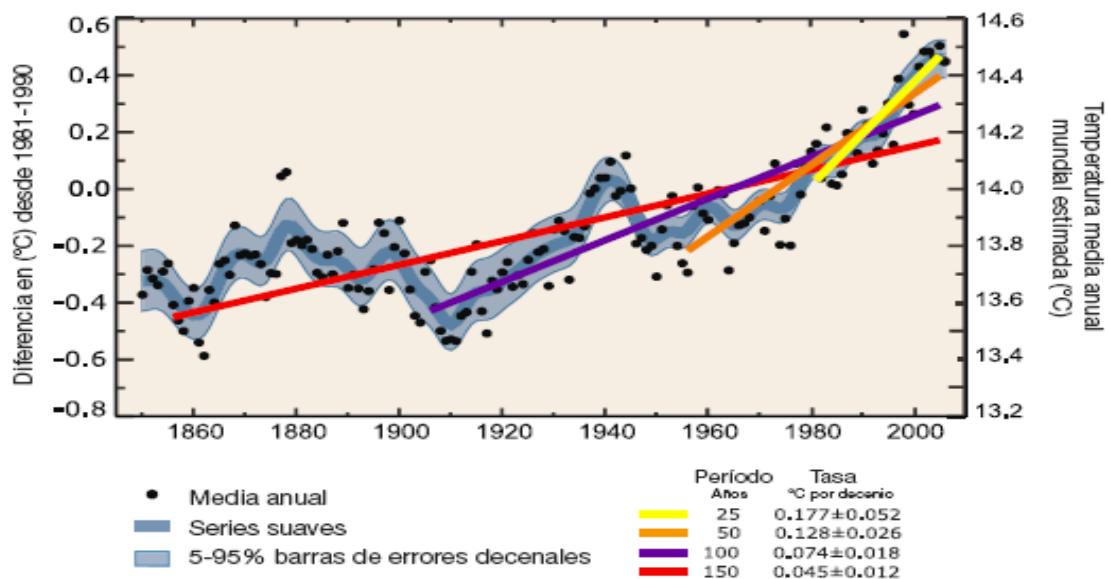


Ilustración 4: Evolución temperaturas medias anuales, desde 1850 a 2005. (Fuente: Informe IPCC 2007).

Las evidencias muestran, que existe un cambio inequívoco en las temperaturas promedio de la Tierra que sin lugar a dudas se han visto afectadas por los niveles de CO₂ en la atmósfera emitidos por las actividades humanas, aumentando los niveles de concentración de este gas a valores que en la historia del planeta nunca se habían registrado. La principal causa se debe a la utilización de combustibles fósiles, el uso de suelos y la actividad agrícola ganadera.

La comunidad científica ha establecido distintos escenarios para la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera y sus posibles efectos en el clima, dependiendo de las acciones que se tomen y no se tomen a partir de un modelo meteorológico predictivo, basado en la totalidad de datos tomados desde las investigaciones del hielo Antártico. Los escenarios se conocen bajo la sigla IEE (Informe Especial de Escenarios de Emisiones) y de este se desglosan los siguientes supuestos:

- **Escenario A1:** La familia de líneas evolutivas y escenarios A1 describe un mundo futuro con un rápido de crecimiento económico, una población mundial que alcanza su valor máximo hacia mediados de siglo y disminuye posteriormente, y una rápida introducción de tecnologías nuevas y más eficientes. Sus características distintivas más importantes son la convergencia entre regiones, la creación de capacidades e interacciones culturales y sociales, acompañadas de una notable reducción de las diferencias regionales en cuanto a ingresos por habitante. La familia de escenarios A1 se desarrolla en tres grupos que describen diferentes alternativas del cambio tecnológico en el sistema de energía. Los tres grupos A1 se diferencian en su orientación tecnológica:

- **A1FI:** utilización intensiva de combustible de origen fósil.

- **A1T:** utilización de energía de origen no fósil.

- **A1B:** utilización equilibrada de todo tipo de fuentes (entendiéndose por “equilibrada” la situación en que no se dependerá demasiado de un tipo de fuente de energía, en el supuesto de que todas las fuentes de suministro de energía y todas las tecnologías de uso final experimenten mejoras similares).

- **Escenario A2:** La familia de líneas evolutivas y escenarios A2 describe un mundo muy heterogéneo. Sus características más distintivas son la autosuficiencia y la conservación de las

entidades locales. Las pautas de fertilidad en el conjunto de las regiones convergen muy lentamente, con lo que se obtiene una población mundial en continuo crecimiento. El desarrollo económico está orientado básicamente a las regiones, y el crecimiento económico por habitante así como el cambio tecnológico están más fragmentados y son más lentos que en otras líneas evolutivas.

- **Escenario B1:** La familia de líneas evolutivas y escenarios B1 describe un mundo convergente con una misma población mundial que alcanza su valor máximo hacia mediados de siglo y desciende posteriormente, como en la línea evolutiva A1, pero con rápidos cambios en las estructuras económicas orientados a una economía de servicios y de información, acompañados de una utilización menos intensiva de los materiales y la introducción de tecnologías limpias, con un aprovechamiento eficaz de los recursos. En ella se da preponderancia a las soluciones de orden mundial encaminadas a la sostenibilidad económica, social y ambiental, así como a una mayor igualdad, pero en ausencia de iniciativas adicionales en relación con el clima.

-**Escenario B2:** La familia de líneas evolutivas y escenarios B2 describe un mundo en el que predominan las soluciones locales a la sostenibilidad económica, social y ambiental. Es un mundo cuya población aumenta a un ritmo menor que en A2, con unos niveles de desarrollo económico intermedios y con un cambio tecnológico más lento y más diverso que en las líneas evolutivas B1 y A1. Aunque este escenario está también orientado a la protección del medio ambiente y la igualdad social, se centra principalmente en los niveles local y regional.

Según lo estipulado en estos escenarios, los modelos construidos por el IPCC, permiten determinar los valores para los cambios de temperatura respecto a lo medido entre los años 1980-1990, para el intervalo de años entre el 2090 y 2099 y el rango de aumento en el nivel del mar en este tiempo.

Caso	Cambio de Temperatura (°C en 2090-2099 respecto a 1980-1999) ^a		Aumento del Nivel del Mar (m en 2090-2099 respecto a 1980-1999)
	Mejor estimación	Rango de probabilidad	Rango basado en modelos excluyendo futuros cambios dinámicos rápidos en la circulación del hielo
Concentraciones constantes del año 2000 ^b	0.6	0.3 – 0.9	NA
Escenario B1	1.8	1.1 – 2.9	0.18 – 0.38
Escenario A1T	2.4	1.4 – 3.8	0.20 – 0.45
Escenario B2	2.4	1.4 – 3.8	0.20 – 0.43
Escenario A1B	2.8	1.7 – 4.4	0.21 – 0.48
Escenario A2	3.4	2.0 – 5.4	0.23 – 0.51
Escenario A1FI	4.0	2.4 – 6.4	0.26 – 0.59

Tabla 1: Calentamiento de la superficie mundial y aumento del nivel del mar proyectado al final del siglo XX. (Fuente: Informe IPCC 2007).

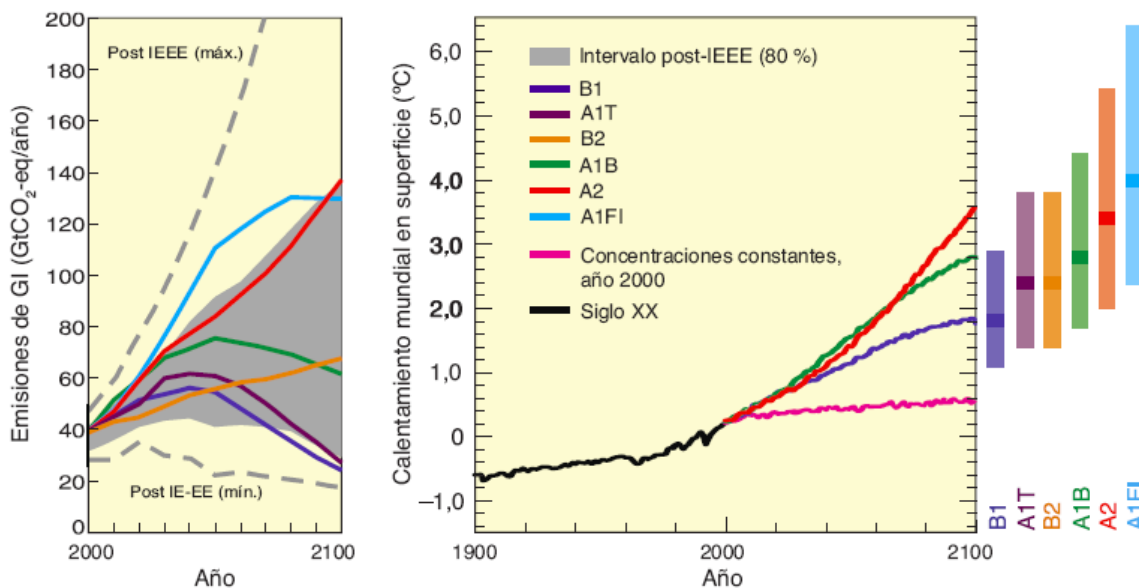


Ilustración 5: Escenarios de emisiones de GEI entre 2000 y 2100 (en ausencia de políticas climáticas adicionales), y proyección de las temperaturas en superficie. (Fuente: Informe IPCC 2007).

Estos gráficos permiten mostrar la sensibilidad en el aumento de temperatura frente a los distintos escenarios de emisiones proyectados, sin embargo y pese al aumento notorio en la temperatura, se debe aún explicar que cambios climáticos conllevan este incremento de temperatura.

La IPCC ha identificado cinco puntos claves del cambio climático: Alto riesgo de amenaza a los ecosistemas (con un gran potencial de extinción de especies); alto riesgo de sufrir extremas

inclemencias climáticas (olas de calor, tormentas, inundaciones, desbordamientos y avalanchas); la posibilidad de generar un gran impacto negativo en distintos grupos o regiones (tales como los pobres, los ancianos, o personas en áreas a nivel del mar); la posibilidad de que el impacto colectivo sea de gran costo económico y material, especialmente si el calentamiento rebasa los niveles esperados; y el peligro de efectos a gran escala, como lo son un aumento considerable en los niveles del mar debido al derretimiento de las capas de hielo que cubren la Antártida y Groenlandia.

Es por esto que la reducción de emisiones de GEI cobra vital importancia en todo ámbito, ya sea a nivel político, cultural y científico, y el rol que juega cada individuo es fundamental en el avance favorable hacia el futuro, mitigando el impacto que pueda producir el calentamiento global en el planeta.

El mundo ya está al tanto de este problema y se ha unido formando agrupaciones como la IPCC, bajo convenciones entre naciones (CMCC) destinadas a tratar el tema y fijar políticas y metas, aunando criterios, como el ya conocido protocolo de Kioto y por supuesto tomando medidas, mediante acciones concretas.

En la industria privada, se habla de desarrollo sustentable, concepto en el cual se incluye la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero mediante políticas de eficiencia energética y el uso de energías renovables, destinadas a preservar el medio ambiente. Si bien los cambios a este nivel requieren en muchos casos inversiones importantes y en otros cambios culturales de procesos relativamente lentos, ya se tiene la conciencia necesaria para enfrentar este problema global.

2.2. El Efecto Invernadero

El fenómeno del Calentamiento Global se explica en parte por un balance energético propio de la interacción entre la Tierra y el Sol que ha permitido el desarrollo de la vida tal cual la conocemos. El efecto invernadero es parte de este balance energético, que se explica a continuación.

El Sol aporta energía a la tierra mediante la radiación propia, la cual es capaz de influir en el sistema climático, compuesto por la atmósfera, la superficie terrestre, los océanos, hielo y nieve y los seres vivos (principalmente la flora del planeta).

El equilibrio producto del balance energético de la Tierra se puede ver afectado por:

- Alguna variación en la radiación solar incidente (por ejemplo: mediante cambios en la órbita terrestre o en el propio Sol)
- Cambio en la fracción de la radiación solar reflejada (por ejemplo, mediante cambios en la envoltura de las nubes, las partículas de la atmósfera o la vegetación)
- Cambio en la radiación emitida de onda larga desde la Tierra hacia el espacio (por ejemplo: mediante cambios en las concentraciones de gases de efecto invernadero).

Como se puede ver en la Figura 6. La cantidad de energía promedio por segundo en 1 metro cuadrado que llega a la tierra son 342,5 Watts, sin embargo esta cifra representa un cuarto de la radiación que llega a la atmósfera (1.370 W/m^2). Cerca de un 30% de la radiación del sol que llega a la atmósfera se refleja nuevamente al espacio (107 W/m^2). La mayor parte de esta reflectividad se debe a las nubes y aerosoles (77 W/m^2), la otra parte la reflejan las zonas de claras de la Tierra, como la nieve, el hielo y los desiertos (30 W/m^2).

La atmósfera y la superficie de la Tierra absorben alrededor de (235 W/m^2), esa misma cantidad de energía entrante es emitida por la Tierra en forma de onda larga (ondas de calor) para mantener el equilibrio. La emisión de esos $240 \text{ (W/m}^2)$, está relacionada con una temperatura en la superficie de unos $-19 \text{ }^\circ\text{C}$, temperatura que tiene la tropósfera, ya que la superficie de la tierra se encuentra a una temperatura promedio de unos $14 \text{ }^\circ\text{C}$ aproximadamente. Esta temperatura se debe principalmente a otra parte del balance que tiene que ver con el efecto invernadero.

Los gases de efecto invernadero actúan como una capa capaz de absorber las radiaciones emitidas de la superficie (onda larga), al igual que las nubes, sin embargo, el efecto de estas se ve compensado al reflejar la radiación solar entrante.

En esta fase del balance energético es donde el hombre afecta directamente el equilibrio con las emisiones de gases de efecto invernadero, producidos principalmente por la utilización de combustibles fósiles, el uso de suelos y la actividad agrícola-ganadera, desde la era industrial en siglo IXX, aportando con aproximadamente un 35% más en la concentración de CO₂.

La evaporación del agua condensando en nubes es llamada calor latente y es parte de la irradiación de energía desde la Tierra y los océanos (78 W/m²). Este calor latente es el que permite la circulación de la energía a través de la atmósfera, y cobra valor meteorológico al transportar este calor y dar origen a los sistemas de migración de altas y bajas presiones con sus frentes fríos y cálidos, asociados también a las características geográficas en donde estos sistemas se encuentran. Es por esto que los cambios en este sistema son sensibles a las alteraciones medio ambientales en cualquier lugar del planeta y es esta la razón de porque la emisión de gases de efecto invernadero produce cambios en el clima mundial.

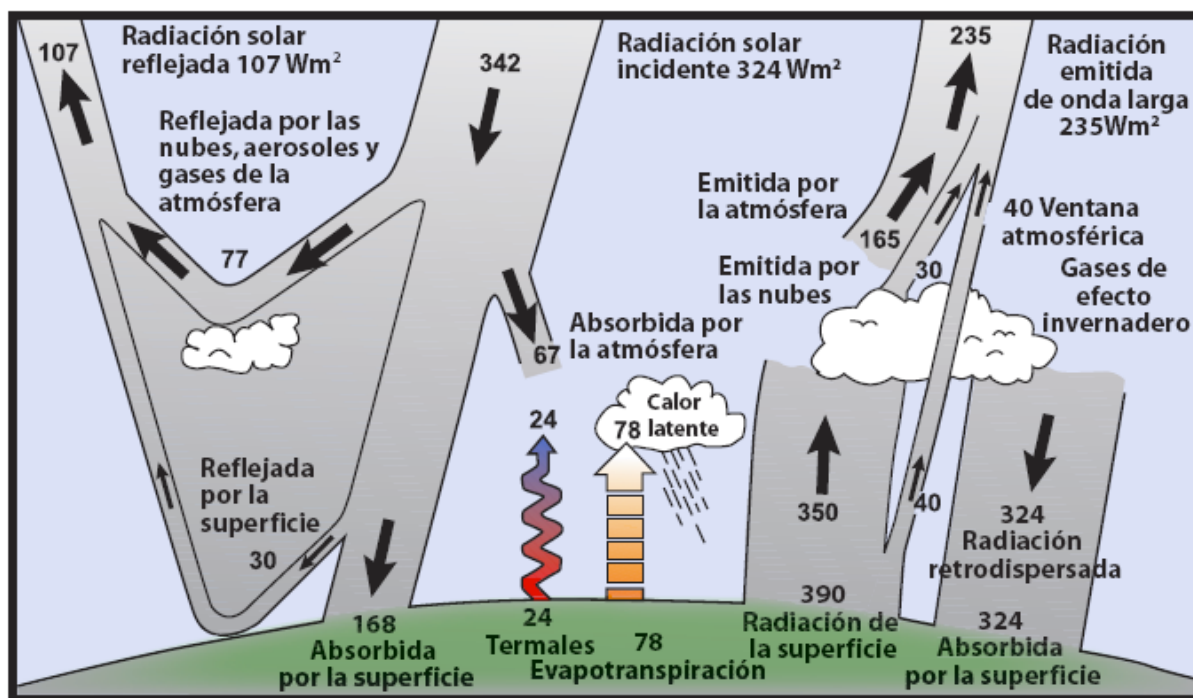


Ilustración 6: Balance Energético de la Tierra, anual y mundial. (Fuente: Informe IPCC 2007).

2.3. Gases de Efecto Invernadero

Complementando lo anterior, se explicarán ahora algunas características propias de los gases de efecto invernadero y sus influencias en el medio ambiente.

Los gases de efecto invernadero, conocidos también como GEI, son capaces de absorber y emitir radiación en longitudes de onda larga, como radiación infrarroja térmica emitida por la Tierra o la atmósfera. Los gases capaces de absorber esta radiación infrarroja están conformados de moléculas capaces de admitir transiciones con bajas energías. Esta es la razón de que gases más abundantes en la atmósfera como el oxígeno y el nitrógeno no sean parte del grupo, ya que son moléculas simples que no muestran líneas espectrales en el infrarrojo y poseen frecuencias más altas de radiación.

Los gases de efecto más importantes y con mayor presencia en la atmósfera son en este orden, el vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el gas metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O) y en menor grado el ozono (O_3), también dentro de este grupo se encuentran otros gases generados principalmente por el hombre, como los gases de CloroFluorCarbono (CFC) y los HidroFluorCarbonos (HFC).

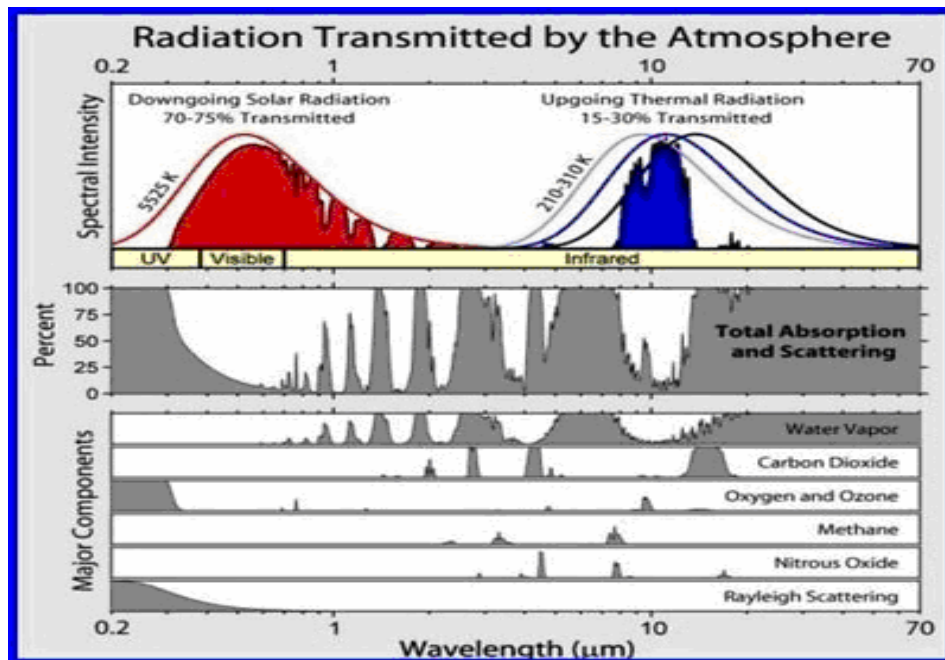


Ilustración 7: Gráfico de absorción de radiaciones por GEI. (Fuente: Informe IPCC 2007).

En la Figura 7. se muestra la característica de absorción o dispersión que poseen los GEI más importantes enunciados anteriormente en la atmósfera, se grafica la longitud de onda (μm) versus el porcentaje de radiación. El gráfico superior muestra el espectro del Sol, en rojo la radiación solar incidente y en azul la radiación termal saliente de la Tierra. Los gráficos menores muestran las contribuciones de los gases individuales a la absorción y dispersión totales.

Analizando cada uno de estos de forma particular, se tiene:

- **Vapor de Agua (H_2O)**

Es el gas de efecto invernadero de mayor abundancia y más importante en el efecto invernadero, la influencia es tal, que si el vapor de agua no existiera en la atmósfera, la Tierra se enfriaría en alrededor de $30\text{ }^\circ\text{C}$.

- **Dióxido de Carbono (CO_2)**

Al hablar de las emisiones de la actividad humana, este es el gas más importante, producto de la combustión, uso de suelos y la quema de bosques. El efecto invernadero causado por todo el CO_2 en la atmósfera podría incrementar la temperatura hasta $4\text{ }^\circ\text{C}$ al año 2100, según el estudio de predicciones realizado por la IPCC. Actualmente la concentración de este gas en la atmósfera se encuentra alrededor de los 383 (ppm), muy superior a los 180 (ppm) de la era preindustrial.

- **Ozono (O_3)**

Se considera un gas de efecto invernadero porque es capaz de absorber la radiación infrarroja, sin embargo debido a su baja concentración no es presenta mayor incidencia en el efecto invernadero.

- **Metano (CH_4)**

El metano es un subproducto importante de la actividad ganadera y agrícola, así como también en el uso de combustibles fósiles. Es el metano la razón principal de casi el 20 % del efecto invernadero total causado por el hombre.

- **Oxido Nitroso (NO₂)**

Al igual que el metano es un subproducto de la combustión de combustibles fósiles y del uso de fertilizantes en la tierra.

- **Halocarbonos**

Grupo de gases que contienen Flúor, Cloro y Bromo, emitidos por las actividades industriales que ocupan estos gases como refrigerantes.

- **Oxígeno (O₂)**

Absorbe radiación de longitud de onda inferior a 300 (nm), lejos de ser infrarroja, como ya se explico anteriormente no es capaz de absorber la radiación emitida por la tierra, por lo que no es un gas de efecto invernadero y está incluido dentro del gráfico a modo de comparación y demostración.

El siguiente gráfico (Figura 8.) muestra la evolución en la concentración de los principales gases de efecto invernadero desde el año 0 al año 2005, mostrando la influencia de las actividades humanas relacionadas con época industrial.

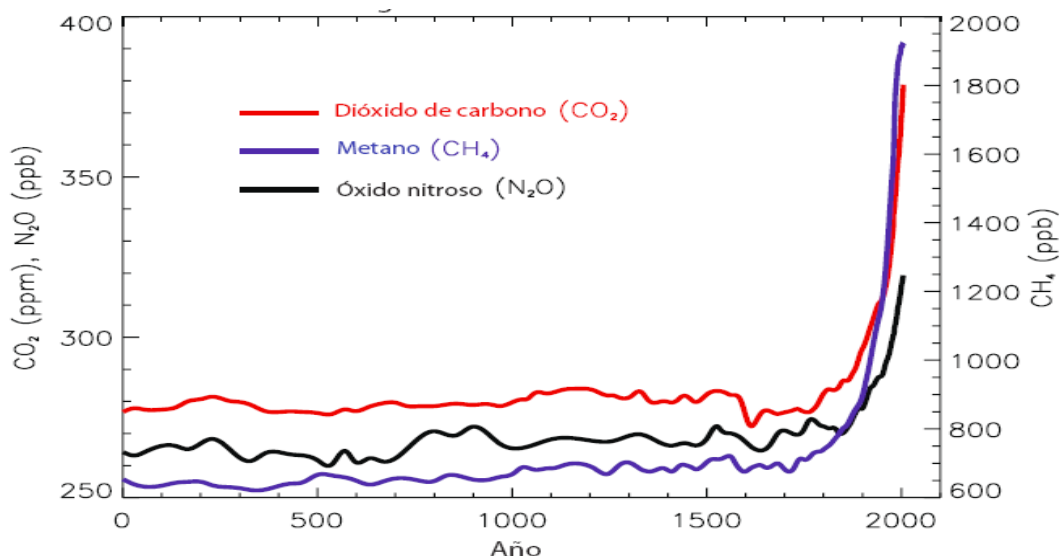


Ilustración 8: Evolución concentraciones de principales GEI en la atmósfera. (Fuente: Informe IPCC 2007).

Como se puede ver en la siguiente figura, se muestra el aporte de los gases de efecto invernadero al balance energético de la Tierra, en términos de forzamiento radiativo (W/m^2), debido a los procesos naturales y artificiales involucrados. Los forzamientos negativos indicados muestran enfriamiento y los forzamientos positivos, calentamiento, las barras delgadas asociadas muestran el nivel de incertidumbre de los valores.

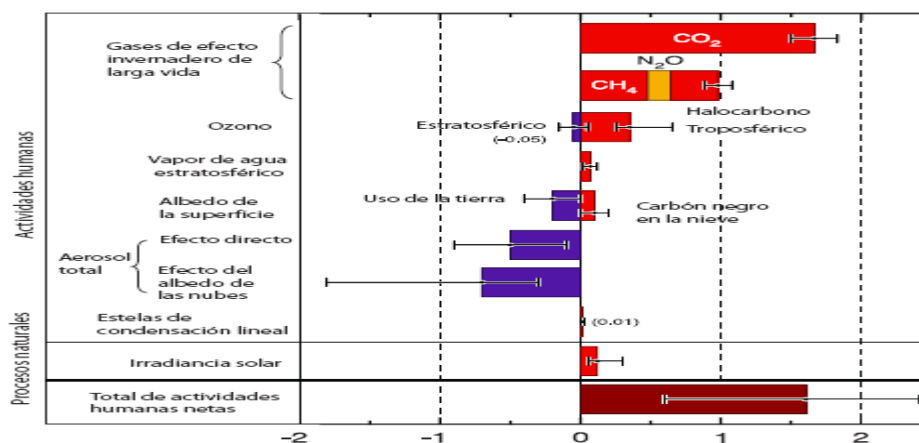


Ilustración 9: Forzamiento Radiativo desde el año 1750. (Fuente: Informe IPCC 2007).

2.4. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

2.4.1. Contexto Global

Como se explica en los puntos anteriores, la concentración de GEI en la atmósfera ha aumentado cerca de un 35 % desde el comienzo del siglo IXX, con el comienzo de la era industrial. La evidencia científica explica la estrecha relación entre la concentración de estos mismos y la temperatura, y el efecto que tiene sobre el cambio climático. Es importante ahora verificar el estado en el que se encuentra actualmente el Mundo, Chile y la Minería Chilena para de esta forma lograr poner en contexto el tema tratado sobre el desarrollo de las Curvas de Costo Marginal de Abatimiento de Reducción de Gases de Efecto Invernadero y de Eficiencia Energética en BHP-Billiton, específicamente en Minera Escondida.

En el Informe de la IPCC del año 2007 se publicó el siguiente gráfico de emisiones a nivel mundial que incluían hasta el año 2004.

En este se pueden observar las emisiones anuales cada 10 años a partir de 1970 y ver que la tendencia es al alza de prácticamente todos los gases de efecto invernadero excepto por el metano que en el último tiempo ha experimentado una tendencia a mantener su valor en emisiones. Los valores comienzan del año 1970, fecha aproximada desde que se toman mediciones de las emisiones de CO₂ antropógeno.

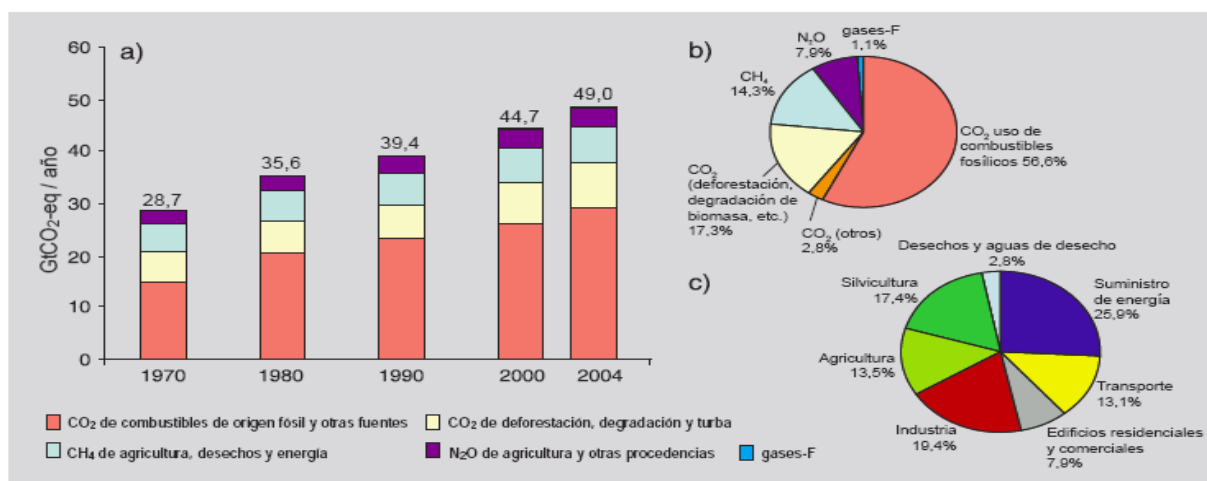


Ilustración 10: Emisiones Mundiales de GEI desde 1970 a 2004. (Fuente: Informe IPCC 2007).

A nivel mundial las emisiones han evolucionado desde 1870 hasta alcanzar el año 2007, 28.962,4 (Gt CO_{2e}), de este número Chile representa el 0,25 % con un total de emisiones de 0,071 (Gt CO_{2e}) registradas el año 2007 (Ver Figura 14.).

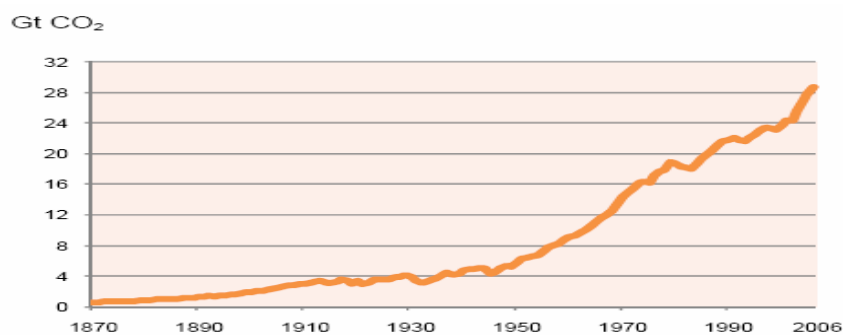


Ilustración 11: Evolución de emisiones de CO₂ totales mundiales. (Fuente: CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2009, IEA).

Los países que representan la mayor cantidad de emisiones se presentan en la siguiente figura, con la ya evolucionada industria China a la cabeza de este ranking, seguido de Estados Unidos, muy por arriba de los demás países dentro del Top 10.

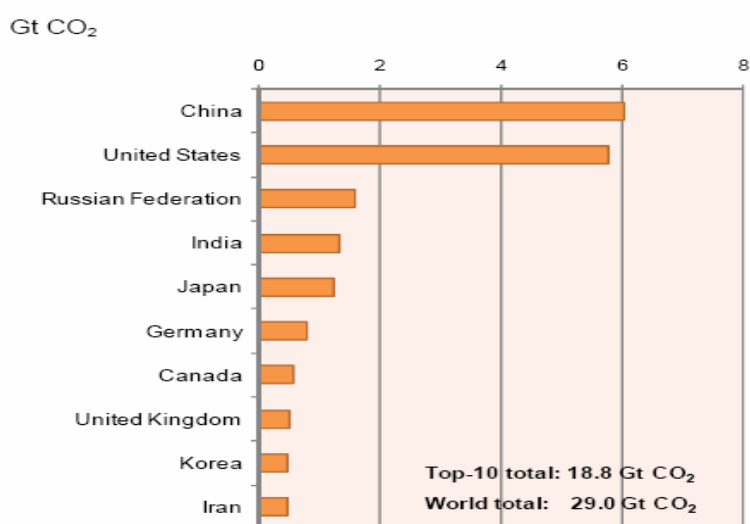


Ilustración 12: Top 10 países con mayores emisiones de CO₂. (Fuente: CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2009, IEA).

Luego se tiene la distribución de las emisiones por actividad en el siguiente gráfico, en el cual se destaca el uso de energía eléctrica y calórica como la fuente de mayor emisión en el mundo con un 41 % seguido del transporte con un 23 %. Los procesos de la minería del cobre se encuentran básicamente dentro de estos 2 grupos, debido al uso intensivo de energía en el proceso de recuperación de cobre y al movimiento de camiones de extracción de gran envergadura.

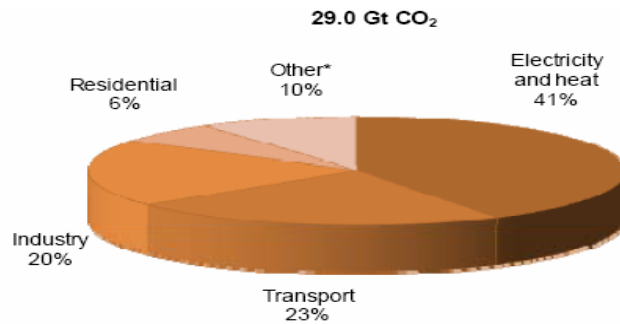


Ilustración 13: Distribución mundial de emisiones. (Fuente: CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2009, IEA).

La evolución de Chile en emisiones de GEI sigue la tendencia mundial y desde que se registran las emisiones, Chile pasó de emitir alrededor de 20,8 (MMt CO_{2e}) en 1971 a 71 (MMt CO_{2e}) en el año 2007. El crecimiento económico de Chile explica el gran aumento de emisiones desde la década de los años 80 a la década de los 90, por el uso intensivo de energía en los procesos industriales.

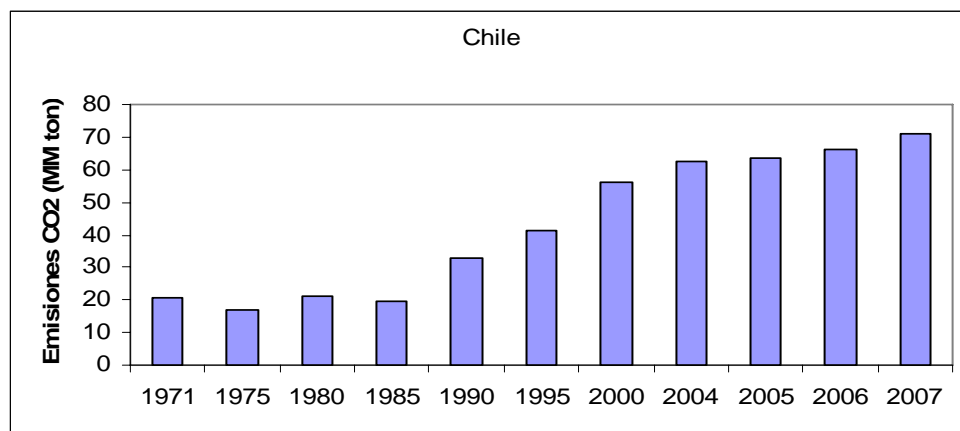


Ilustración 14: Evolución de emisiones de CO₂ en millones de toneladas en Chile. (Fuente: CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2009, IEA).

2.4.2. Minería del Cobre en Chile

Según el estudio realizado por COCHILCO, al año 2008 Chile posee una participación mundial en el mercado de cobre de un 34 % con una producción anual cercana a las 6 millones de toneladas de Cobre fino (Ver Figura 15).

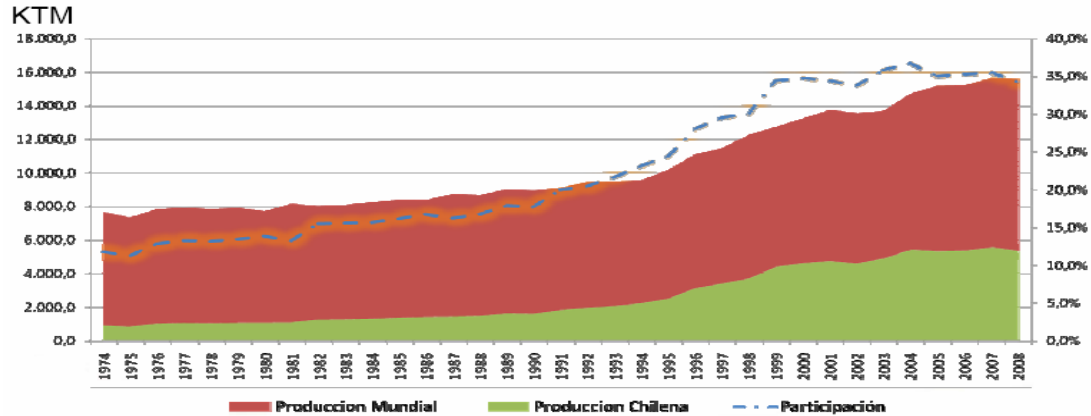


Ilustración 15: Participación de Chile en producción de cobre mundial de mina, 1974 a 2008. (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009)

Del total de producción, el gráfico siguiente muestra, que participación tiene los distintos productos finales como, el concentrado de cobre los cátodos de electroobtención y electrorefinación, el cobre blister y el cobre RAF. De este gráfico, Minera Escondida tiene participación en la producción de concentrado y cátodos EO.

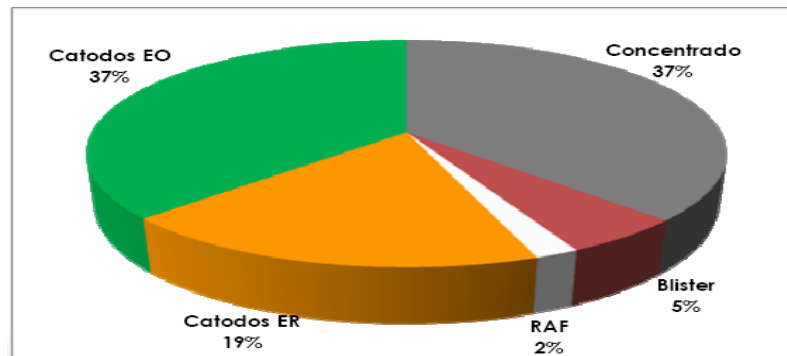


Ilustración 16: Canasta de productos comerciales de Chile (2008). (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009)

El interés de este análisis es observar, tanto el consumo energético como las emisiones de GEI asociadas a este consumo, por lo que los datos de producción en minería son importantes en la medida que sean capaces de poner en contexto, para mostrar así que el crecimiento de este sector conlleva a un aumento en el consumo energético, ya sea consumo eléctrico o consumo de combustibles.

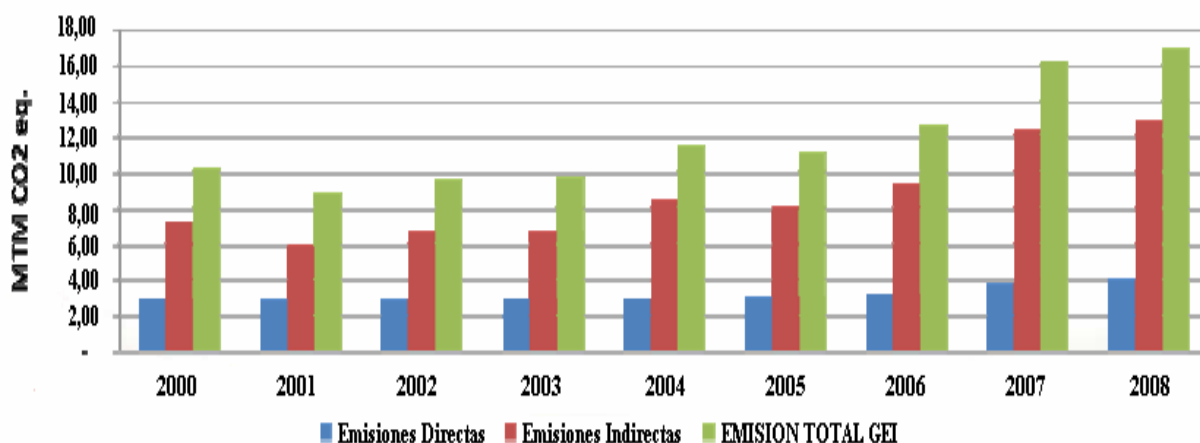


Ilustración 17: Emisiones Totales de GEI de la minería del cobre de Chile. (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009).

Los siguientes gráficos muestran la participación de la minería del cobre en el consumo energético de Chile la que alcanza al año 2008 el 11 % del consumo energético total del país y al tomar el consumo eléctrico y el de combustible por separado, estos alcanzan un 32 % y un 6 % respectivamente.

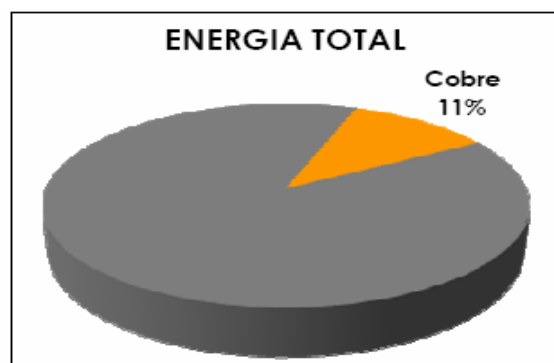


Ilustración 18: Participación de la minería del cobre en consumo de energía (2008). (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009)

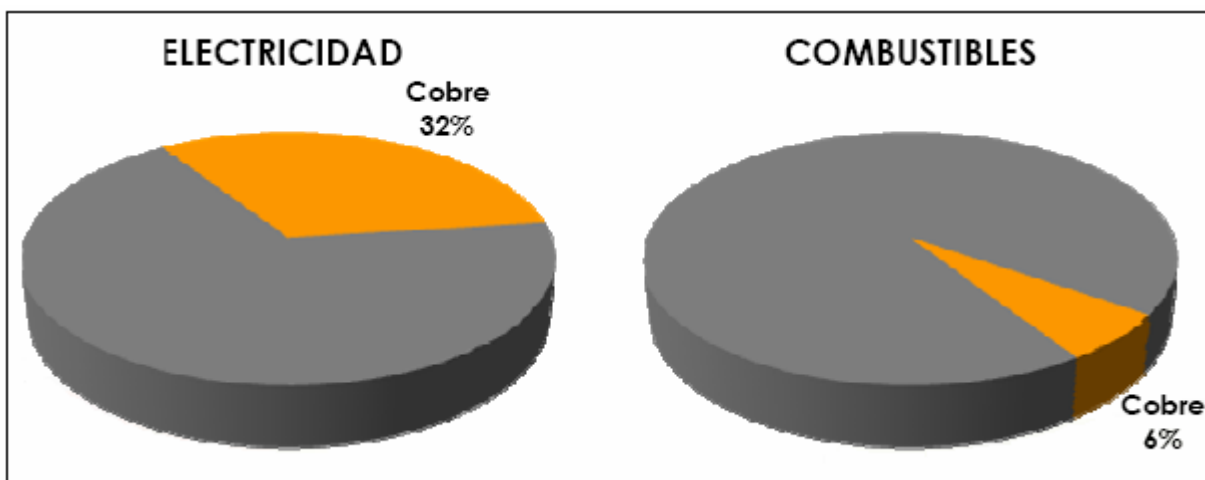


Ilustración 19: Participación de la minería del cobre en consumo de energía eléctrica y de combustible (2008). (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009).

En Chile se pueden identificar 2 importantes matrices energéticas de distribución eléctrica, el SIC y el SING, en la Figura, se muestra el porcentaje de generación eléctrica que representa cada una de estas.

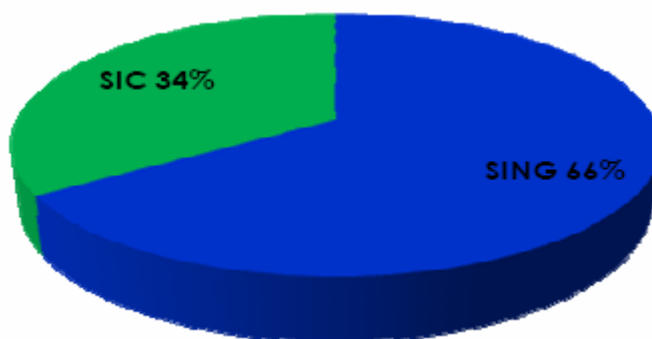


Ilustración 20: Matrices Energéticas de Chile (2008). (Fuente: COCHILCO, Estudio Prospectivo de Emisiones de GEI de la Minería del Cobre en Chile, 2009).

Minera Escondida Ltda. se encuentra ubicada en la II región del país, por lo que su consumo eléctrico está asociada a la matriz energética del SING, que comprende el Norte Grande de Chile, limitando en Arica por el norte y Tal Tal por el sur. La minería del cobre consume un 78 % de la energía de este sistema, he ahí la relevancia de este sector para el desarrollo de iniciativas tendientes a disminuir las emisiones de GEI.

Consumo Energía Eléctrica SING



Ilustración 21: Consumo energía eléctrica SING (2008). (Fuente: COCHILCO, Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile, 2009).

El gráfico mostrado a continuación, realizado por COCHILCO, ilustra las emisiones producto de la minería del cobre asociadas al SING y su aporte a las emisiones de la extracción total de cobre en Chile.

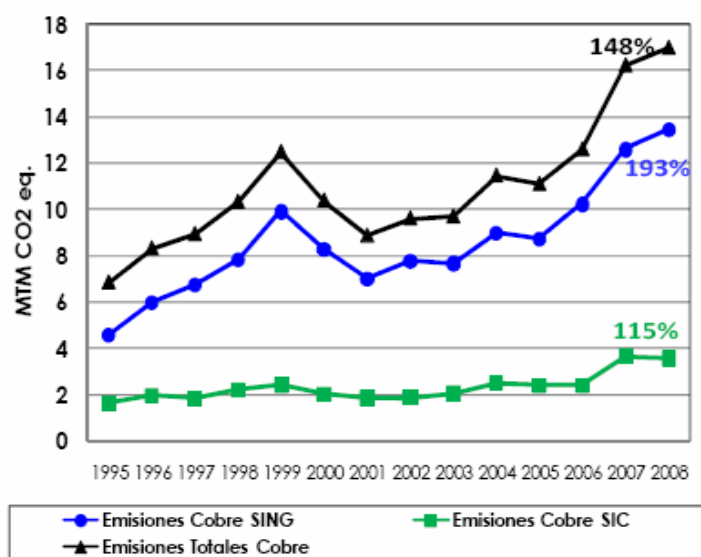


Ilustración 22: Evolución de emisiones de GEI de la minería del cobre según matriz energética. (Fuente: COCHILCO, Estudio Prospectivo de Emisiones de GEI de la Minería del Cobre en Chile, 2009).

La gran diferencia entre la minería del cobre consumidor del SING y el SIC, es la composición de estas matrices, mientras el SIC está compuesto principalmente de generadoras

hidroeléctricas, la matriz del SING es intensiva en el uso de carbón como combustible para la generación de energía eléctrica (Ver Figura 23) y la proyección realizada por COCHILCO para el año 2020 es bastante decidora al respecto, la generación por medio de centrales a carbón, va a crecer, por lo que se debería esperar un aumento sustantivo en emisiones de GEI a la atmósfera.

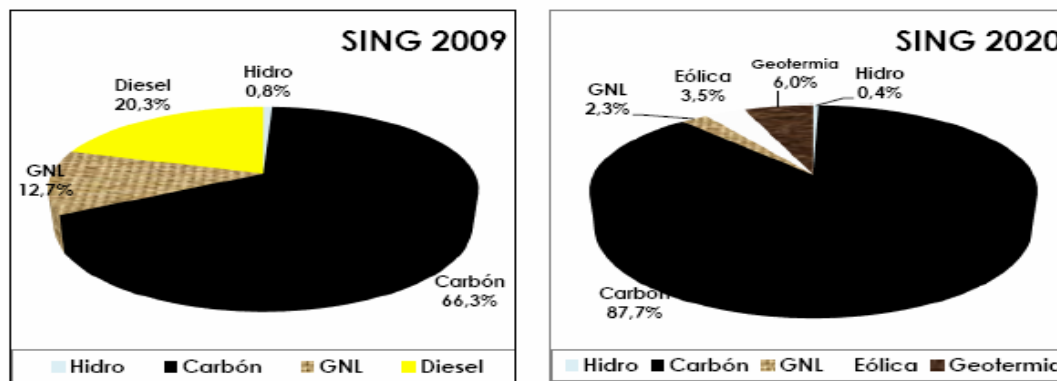


Ilustración 23: Participación en matriz de generación SING (2008). (Fuente: COCHILCO, Estudio Prospectivo de Emisiones de GEI de la Minería del Cobre en Chile, 2009).

3. Minera Escondida Ltda.

3.1. Introducción

Minera Escondida Ltda. es la operación minera de cobre de mayor producción en el mundo. El año 2008, con 1.255.019 toneladas métricas de cobre fino, representó aproximadamente un 23,5 % de la producción nacional.

El yacimiento está ubicado en el Norte de Chile, en el Desierto de Atacama, a 170 (km) al Sureste de la ciudad de Antofagasta y a 3.100 metros sobre el nivel del mar. Su operación productiva comenzó en 1990 y desde octubre de 2005 la compañía explota también Escondida Norte, un segundo rajo abierto que se ubica a 5 (km) del rajo principal.

Minera Escondida produce concentrado de cobre mediante el proceso de flotación de mineral sulfurado y cátodos de cobre mediante los procesos de lixiviación de mineral oxidado y de biolixiviación de sulfuros de baja ley. La compañía mueve anualmente del orden de 360 millones de toneladas de mineral mina.

Su infraestructura consiste en dos minas a rajo abierto (Escondida y Escondida Norte), dos plantas concentradoras (Laguna Seca y Los Colorados), una planta de electro-obtención para producir cátodos a partir de mineral oxidado y sulfurado, y un mineroducto que transporta el concentrado de cobre desde la mina hasta la planta de filtros, ubicada junto al Puerto Coloso en el extremo sur de la ciudad de Antofagasta, también propiedad de la compañía. En ese lugar se ubica asimismo la planta desalinizadora de agua de mar que tiene el propósito de abastecer en parte los consumos de la operación.

El desarrollo, puesta en marcha y las sucesivas etapas de expansión de la compañía (que han incrementado su capacidad de producción desde 320.000 en el año 1991 a más de 1.200.000 toneladas de cobre fino al año 2008, (Ver Figura 24) no han sido sólo la consecuencia natural de contar con un enorme y rico yacimiento y de aplicar modernas tecnologías, sino también, y principalmente, de la capacidad técnica y visión de su gente, que ha sabido desarrollar esta mega operación con especial cuidado por los diversos aspectos de la sustentabilidad del negocio. Minera Escondida aspira a ser la mina de cobre líder en el mundo, creando valor y sustentabilidad a través de un desempeño superior en la industria, tanto en seguridad,

producción y costos unitarios. Su propósito es crear valor para sus accionistas, empleados, comunidades, clientes y proveedores, a través de la producción a bajo costo de concentrado y cátodos de cobre de alta calidad. BHP-Billiton (dueño mayoritario y operador) trabaja para lograr la excelencia en el ámbito productivo, en materia de seguridad y salud de sus trabajadores, así como también en el respeto y cuidado por el medio ambiente y el compromiso con la comunidad.

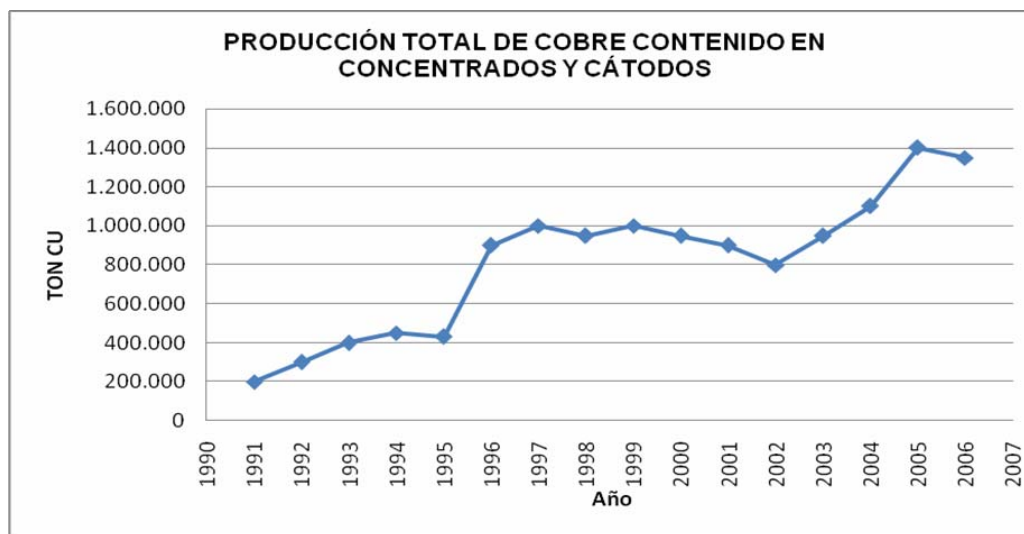


Ilustración 24: Evolución de Producciones de Cobre MEL. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

3.2. Desafíos y Metas

La política de BHP-Billiton establece desarrollar un plan de manejo de las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) directas e indirectas para cada una de sus operaciones, que incluye la identificación y evaluación de iniciativas de reducción de GEI a través de 2 curvas de abatimiento: una de Eficiencia Energética (EE) y otra de reducción de GEI. Los proyectos a ser considerados deben ser susceptibles de ser implementados considerando las particularidades de cada operación y sus respectivos procesos.

Bajo esta premisa, Minera Escondida se incorpora a este plan de reducción de emisiones fijando además una meta de reducción de emisiones de GEI de un 2% anual sobre las

emisiones proyectadas año a año. En el capítulo de Análisis de Resultados se analizará este punto más en detalle.

3.3. Alcances de la compañía en emisiones de GEI.

La IPCC definió 3 tipos de emisiones para analizar en la industria:

- **Emisiones Directas**

Denominadas también como emisiones de Alcance I, se relacionan con los combustibles usados en la operación.

- **Emisiones Indirectas**

Denominadas también como emisiones de Alcance II, se relacionan con la energía eléctrica proveniente del SING consumida por la operación.

- **Emisiones Indirectas de Alcance III**

Relacionada con las emisiones provenientes de las empresas contratistas o de empresas proveedoras de la operación Minera.

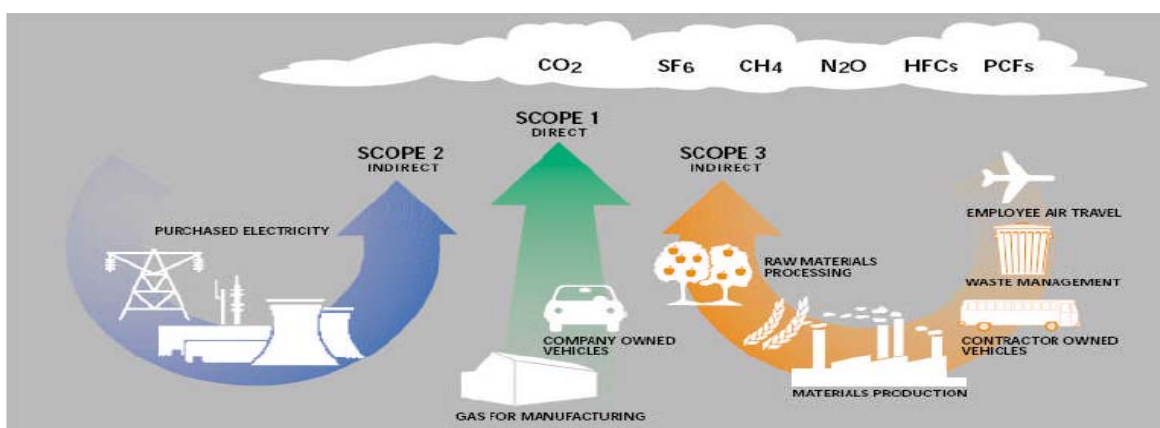


Ilustración 25: Alcances de Emisiones de GEI. (Fuente: Informe IPCC 2007).

Con estas definiciones, se decidió incorporar dentro de los planes de abatimiento de Minera Escondida Ltda., sólo los Alcances I y II, atacando las emisiones relacionadas directamente con la operación Minera.

En primera instancia se determinó la línea base de emisiones de Alcance I y Alcance II, a partir del año fiscal 2006 al año fiscal 2009, que se puede ver en el siguiente gráfico.

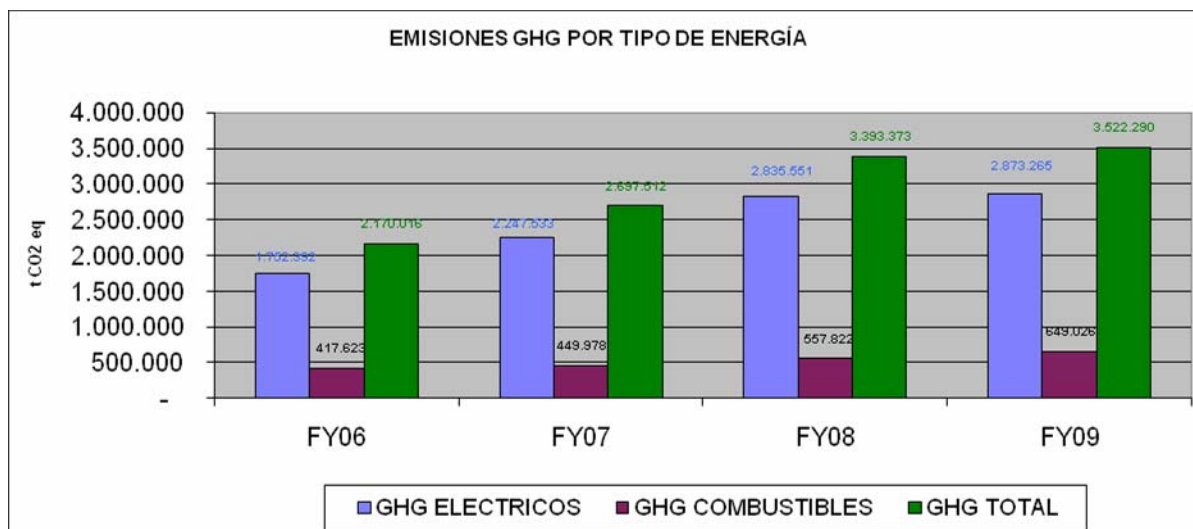


Ilustración 26: Emisiones de GEI por tipo de Energía Históricas. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

La distribución del consumo energético de Minera Escondida Ltda., se puede ver en el gráfico de Pareto a continuación, lo que determina principalmente que áreas son las de mayor consumo energético y fijar así la atención en esas zonas. Así, como lo demuestra el gráfico, la Mina, principalmente debido al consumo de diesel de los camiones de extracción representa el 41,9 % del consumo energético de Minera Escondida y las plantas de procesos (Plantas concentradoras; Laguna Seca y Los Colorados, más la planta de Lixiviación de Sulfuros y Óxidos) representan un 49,1 % del consumo energético de la operación, principalmente energía eléctrica.

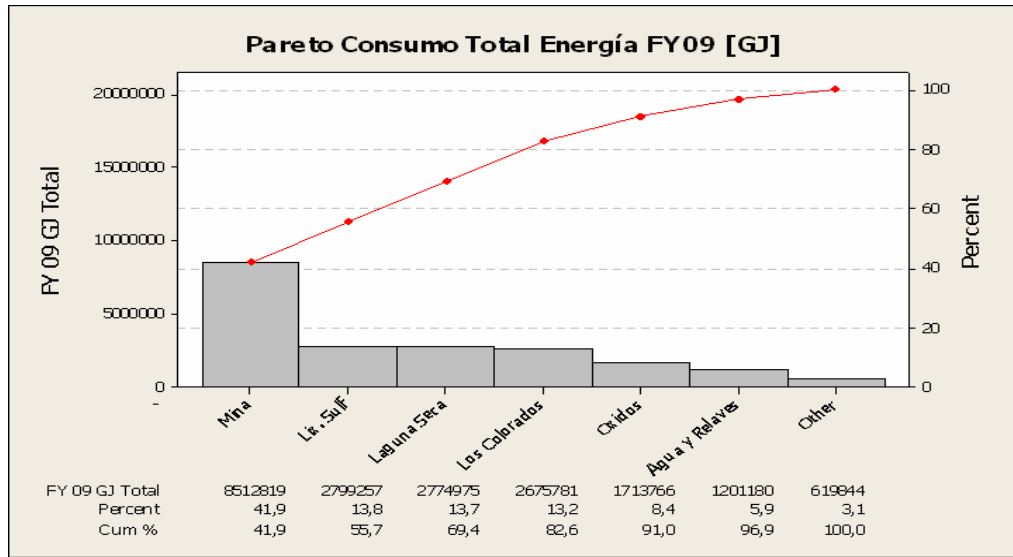


Ilustración 27: Pareto Consumo Energía en GJ. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

Se tiene también el gráfico de Pareto de las emisiones de CO₂, y es aquí donde se puede observar que el consumo de diesel de la mina representa un 23,6 % de las emisiones, sin embargo el consumo eléctrico de las plantas de procesos equivale a un 64,8 % de las emisiones de Minera Escondida Ltda.

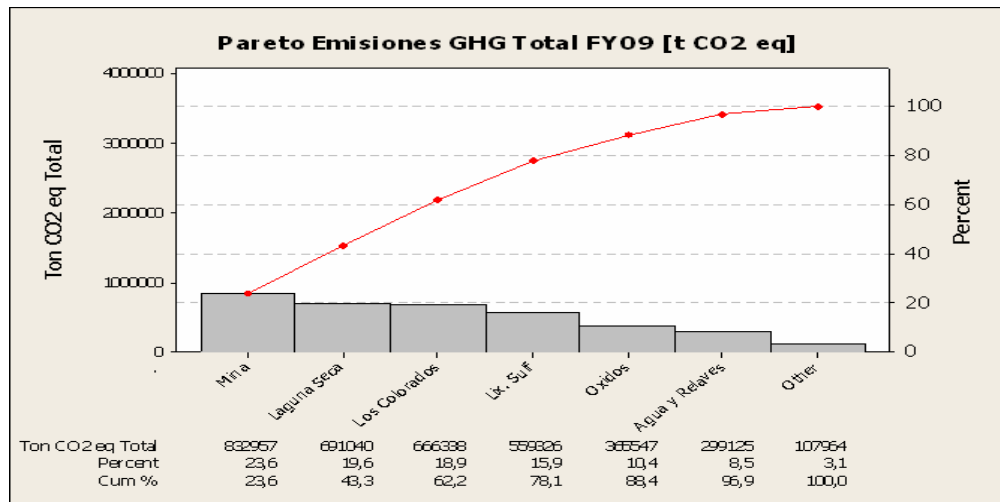


Ilustración 28: Pareto Emisiones CO₂ e MEL FY 2009. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

Si se proyecta el consumo energético de Minera Escondida Ltda. Para los próximos 5 años se tiene un aumento constante, hasta alcanzar el año fiscal 2015 un millón de toneladas más que el año fiscal 2011. Representado principalmente por el consumo eléctrico de las plantas concentradoras.

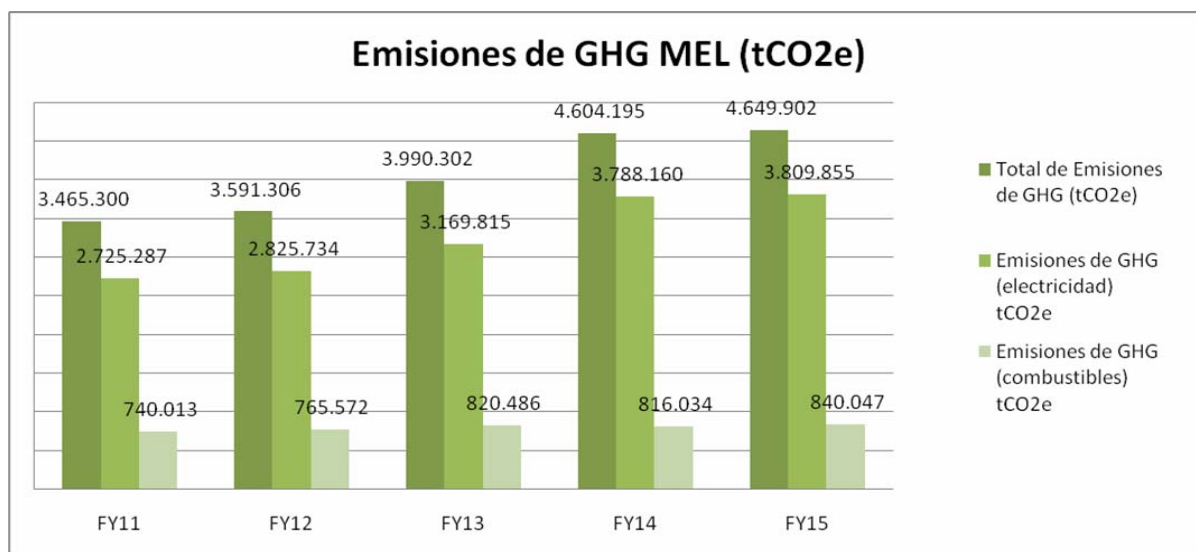


Ilustración 29: Proyección de Emisiones de GEI por tipo de Energía. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

4. Curvas de Abatimiento.

4.1. Construcción de las Curvas

Las curvas de costo marginal de abatimiento, tienen como finalidad desarrollar una herramienta comparativa para implementación de proyectos según sus costos y potenciales de reducción de energía o de emisiones de gases de efecto invernadero. De esta forma las curvas requieren un análisis previo de evaluación de proyectos que se explicará posteriormente en Metodología de Evaluación de Proyectos, en este punto se abordará principalmente algunos detalles para el correcto entendimiento e interpretación de las curvas de abatimiento.

Las curvas de abatimiento se construyen en base a la evaluación de proyectos e iniciativas tendientes a reducir ya sea energía o emisiones de GEI expresadas en ($t\ CO_2e$), por lo que una vez realizada la evaluación del proyecto, se puede obtener el costo de este mismo expresado en Valor Actual Neto (VAN), es posible entonces, que existan proyectos con VAN negativo, es decir, proyectos que al ser evaluados económicamente en un plazo de evaluación determinado y llevado a un valor presente, el retorno sea menor a la inversión. Los proyectos con estas características son principalmente aquellos que incorporan nuevas tecnologías en los procesos o proyectos de energías renovables y se encuentran al final de las curvas de abatimiento.

En el caso que el VAN sea positivo, en la mayoría de los casos se está hablando de proyectos que hacen más eficientes los procesos ya existentes, con pequeñas inversiones o con retornos altos, estos proyectos se encuentran al principio de la curva de abatimiento.

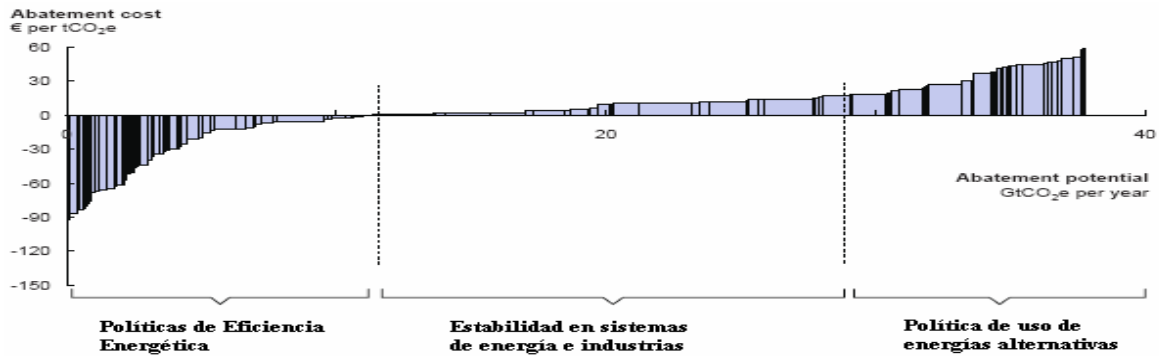


Ilustración 30: Curva Abatimiento McKinsey. (Fuente: McKinsey&Company, Pathway to Low a Carbon Economy, 2009).

Sin embargo, la construcción de estas curvas requiere un parámetro más de evaluación, ya que el costo a evaluar es un costo unitario, por lo que cada proyecto se evalúa también en relación a la cantidad de CO₂ o (GJ) que es capaz de reducir, el costo de abatimiento entonces es el siguiente:

$$\text{Costo Abatimiento} = \frac{VAN_{\text{proyecto}}}{tCO_2 \text{ proyecto} - tCO_2 \text{ emitidos}}$$

Ecuación 1: Costo Abatimiento.

En el eje horizontal lo que determina el ancho del rectángulo de cada proyecto es la cantidad total de emisiones de CO₂ reducidas por el proyecto o la cantidad de (GJ) reducidos.

De esta forma los proyectos se van agregando al gráfico para determinar reducciones acumulativas al implementarlos en conjunto.

En la figura siguiente se puede ver una curva de abatimiento de CO₂ global desarrollada según las proyecciones de escenarios de la IPCC para el año 2030.

Global GHG abatement cost curve beyond business-as-usual – 2030

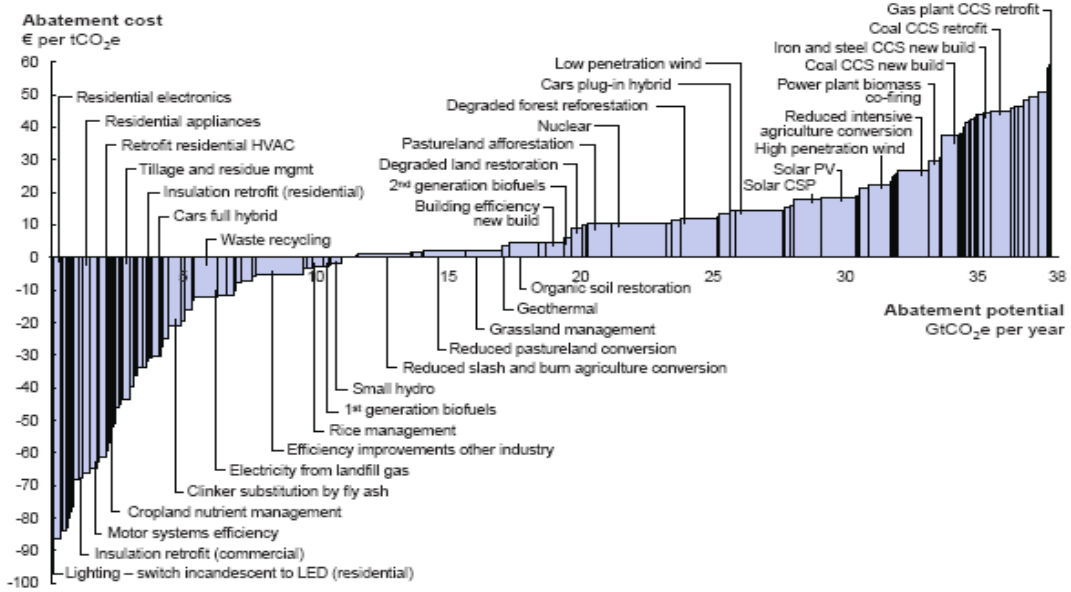


Ilustración 31: Curva Abatimiento Global McKinsey. (Fuente: McKinsey&Company, Pathway to Low a Carbon Economy, 2009).

La interpretación de la curva es, que aquellos proyectos que se encuentran en primer lugar corresponden a ahorros en el proceso, el primer proyecto es el que genera mayor ahorro por (tCO₂) reducida, luego aquellos proyectos que se encuentran al final de la curva y sobre el eje horizontal, tienen un costo mayor por tonelada de CO₂ reducida.

Otro modo de observar la curva es por el área rectangular de cada proyecto, esta determina, si está bajo el eje horizontal, la cantidad total de ahorro, es decir el VAN utilizado y si está sobre el eje horizontal, el área determina la cantidad total de costo del proyecto, el VAN utilizado, que en este caso es negativo.

4.2. Desarrollo Modelo en planilla Excel

Para el desarrollo de las curvas de abatimiento fue necesario realizar un modelo en el programa Excel, de tal forma de incorporar los datos de manera fácil en una planilla para que las curvas de abatimiento de reducción de emisiones de CO₂ y Eficiencia Energética se construyan automáticamente.

El desarrollo de este modelo se realizó de la siguiente forma:

Se deben ingresar, luego de la evaluación del proyecto las cantidades de reducción de Energía en (TJ) y la reducción de emisiones en (kt de CO_{2e}) acumulados en los años de evaluación. Luego se ingresa también el VAN del proyecto en US\$.

Reducción emisiones CO ₂	Reducción Energía	VAN
(kt CO _{2e}) Acumulado	(TJ) Acumulado	USD

Tabla 2: Modelo Excel Curvas de Abatimiento.

Posteriormente en la hoja de evaluaciones se calculan los costos de reducción de CO₂ y Energía expresados en las unidades que se observan en la tabla. De esta manera y con estos datos se crea un ranking que determina con fórmulas de Excel, la posición del proyecto en el gráfico según su costo de reducción.

Proyectos	Reducción CO ₂	Reducción Energía	Costo reducción CO ₂	Costo reducción Energía	Ranking CO ₂	Ranking EE
	(ktCO _{2e}) Acumulado	(TJ) Acumulado	(USD/tCO _{2e}) Acumulado	(USD/GJ) Acumulado		

Tabla 3: Modelo Excel Curvas de Abatimiento.

Este ranking con los datos de cada proyecto incluidos en la planilla anterior se envían a otra hoja que ordena finalmente el proyecto junto con sus datos de costo por reducción y reducción total y calcula la reducción acumulada al ir sumando cada proyecto.

Ranking	Nombre Proyecto	Costo por Reducción	Reducción	Reducción Acumulada
1				
2				
3				
4				

Tabla 4: Modelo Excel Curvas de Abatimiento.

Luego, la tabla a utilizar para construir el gráfico de área toma los proyectos ordenados de la tabla anterior, le asigna los valores correspondientes de costo por reducción en las celdas en blanco (2 celdas para formar un rectángulo), las celdas en gris representan el valor 0 y le entrega valores al eje horizontal mediante las celdas en amarillo (reducciones acumuladas). De esta forma se construye el gráfico de las curvas de abatimiento, quedando sólo la selección del tipo de gráfico, que en este caso es un gráfico de área.

Nombre Proyecto	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 5: Modelo Excel Curvas de Abatimiento.

5. Objetivos y Metodología de Evaluación de Proyectos.

5.1. Objetivos

Para el desarrollo de las curvas de abatimiento de Minera Escondida Ltda., se fijó un plan de trabajo basado en los siguientes objetivos, con sus respectivas actividades en el plazo de 8 meses:

➤ **Objetivo General:**

Lograr discriminar la alternativa que presente mayor posibilidad de reducción de GEI mediante la elaboración de Curvas de Costo de Abatimiento para reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero y Eficiencia Energética en Minera Escondida Limitada.

➤ **Objetivos Específicos:**

- Investigación Bibliográfica:

Para el desarrollo de este objetivo se pretende obtener la información fundamental y necesaria para el trabajo en los objetivos posteriores y generar un conocimiento básico acerca de proyectos de eficiencia energética en la minería y en la industria en general, así como también proyectos relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero. Es importante además, la búsqueda de información relacionada con el desarrollo de curvas de abatimiento en otras actividades, países, empresas, etc.

Dentro de este objetivo se han trazado reuniones con el equipo de trabajo, con el fin de intercambiar información necesaria para el desarrollo de los objetivos siguientes.

Actividades:

- Búsqueda en medios de información (como Internet, libros asociados a la materia, fuentes varias).
- Reuniones con el equipo de trabajo.
- Análisis de Documentos de Minera Escondida relacionados con el tema.

- Identificación de áreas y zonas potenciales de reducción de emisiones GEI y de EE:

Se deben identificar aquellas áreas o zonas que posean procesos o métodos de trabajo con oportunidades de mejora en el ámbito de GEI y EE en Minera Escondida.

Se considera la información obtenida en un taller de EE y GEI realizado con las distintas áreas de trabajo, donde se definieron una serie de proyectos e ideas para realizar mejoras. Además este objetivo considera una segunda etapa de búsqueda de información más acotada de proyectos posibles.

Al término de este objetivo se entregará un informe de avance en el tema, donde se detallarán los proyectos identificados en las áreas y aquellas zonas donde existen posibilidades de mejora.

Actividades:

- Visitas a Mina y Plantas de Procesos.
- Reuniones.
- Análisis de Información obtenida en taller de GEI y EE.
- Investigación y búsqueda.
- Entrega de Informe de Avance.

- Desarrollo de Cálculos y Recopilación de Datos:

Referido a la obtención de datos de los procesos o áreas identificadas para realizar mejoras en el ámbito de GEI y EE, principalmente: balances (entradas y salidas) de productos y de energía utilizada en el proceso, datos de emisiones de CO₂ y limitantes del proceso. Se considera que en ciertos casos existirán brechas de información, por lo que si es necesario se deberán obtener datos mediante cálculos y/o mediciones.

Es necesario este objetivo, ya que servirá para realizar comparaciones del antes y después de los proyectos y para, por supuesto, diseñar (para aquellos que deban ser diseñados) los proyectos en los objetivos posteriores.

Actividades:

- Visitas y consultas en terreno.
- Reuniones.
- Obtención o cálculo de datos de emisiones de CO₂.

- Obtención/realización de balances de procesos.
- Obtención de datos de consumos de Energía.

- Análisis de Proyectos:

Ya obtenidos los datos y realizados los cálculos de balances necesarios, se procederá a realizar un estudio de los proyectos, mediante una evaluación de factibilidad técnica de aplicación. El análisis infiere que existen una gran cantidad de proyectos realizables, por lo que este objetivo representa una primera etapa de selección de los proyectos identificados en los objetivos anteriores. Es importante por lo tanto, continuar con las consultas o asesoramiento en las distintas áreas de trabajo y la realización de reuniones periódicas para la discusión de los proyectos.

Actividades:

- Análisis de proyectos en carpeta.
- Reuniones.
- Evaluación técnica de proyectos.
- Visitas a terreno.
- Consultas, asesoramiento e investigación.
- Primera etapa de selección de proyectos.
- Entrega Informe de Avance.

- Estimación de Reducciones de GEI y EE con Proyectos a Realizar:

Realización de cálculos y diseños de ingeniería básica o conceptual (en algunos casos) de los proyectos seleccionados, para obtención de las reducciones de emisiones de GEI y de EE. Por la naturaleza específica y distinta de cada proyecto, cada uno podrá tener requerimientos de datos y métodos de cálculos especiales en cada caso.

Se realizará una descripción adicional de cada proyecto, mediante un informe de avance.

Actividades:

- Cálculos y balances de nuevos proyectos.
- Cálculos para diseño e ingeniería básica o conceptual.
- Diagramas de Flujos de Proyectos (si se requiere).
- Identificación y utilización de datos o métodos para estimación (si se requiere).

- Reuniones.
- Realización de Estado del Arte de cada proyecto.
- Entrega Informe de Avance.

- Estudio Económico y Viabilidad de Proyectos:

Como el título lo dice se realizarán los balances en cuanto a costos de los proyectos, ya sea de equipos necesarios, suministros, instalación, etc. para el posterior cálculo de los flujos de caja de cada proyecto. Se analizarán las variables y datos de comparación que se utilizan en BHP-BILLITON, como NPV (VAN), para seleccionar los proyectos en una segunda etapa, por factibilidad económica.

Actividades:

- Realización de Flujos de Caja.
- Reuniones.
- Análisis de NPV.
- Segunda etapa de selección de proyectos.
- Entrega de Informe de Avance.

- Análisis y comparación de Proyectos con objetivos MEL Y BHP-BILLITON:

Las metas y objetivos de Minera Escondida Limitada y de BHP-BILLITON consideran la realización de proyectos realizables en aquellos procesos que representen una cantidad definida de consumo de energía y de emisiones de GEI, por lo que es necesario comparar los proyectos seleccionados con estas metas, para acotar, si así fuese, los proyectos a realizar.

Actividades:

- Revisión de objetivos MEL y BHP-BILLITON.
- Reuniones.
- Tercera etapa de selección de proyectos.
- Utilización de herramientas o gráficos comparativos.

- Recopilación de Datos obtenidos para realización de curvas:

Se deben organizar los datos obtenidos, los balances, diseños de proyectos, los costos, flujos de caja, etc. De esta manera realizar el gráfico de costo de abatimiento de GEI y EE y

organizar según prioridad de proyectos en cuanto al tiempo de realización y si es que este genera un ahorro para Minera Escondida.

Actividades:

- Recopilación y organización de datos.
- Reuniones.
- Realización de curvas de costo de abatimiento.

5.2. Metodología de Evaluación de Proyectos

5.2.1. Escenario de Evaluación

Los proyectos a ser evaluados e incorporados en las curvas de abatimiento, se evaluaron de acuerdo a los objetivos de este trabajo, siguiendo una pauta de evaluación que da a entender el contexto del proyecto a evaluar y el resultado de la aplicación de este mismo.

El nivel de evaluación de los proyectos, corresponde a un nivel de Ingeniería Conceptual y en otros al nivel de Ingeniería Básica, la diferencia se debe principalmente a la cantidad de información disponible y en otros casos al nivel de madurez de la iniciativa.

La propiedad de estos proyectos es que deben ser comparados con una línea base, para determinar así la diferencia ya sea en consumo energético o en reducción de GEI, por lo tanto y en este sentido fue necesario obtener datos de producciones, emisiones y consumos energéticos históricos y proyectados en un escenario que se le llama Business As Usual (BAU), este escenario representa la línea base sobre la cual se evaluaron los proyectos y cuyos datos se encuentran en el ANEXO A.

5.2.2. Pauta de Evaluación

Cada proyecto evaluado, se explica a través de los siguientes puntos:

- **Introducción**

Una introducción al proyecto capaz de resumirlo y presentar el problema y el resultado de la aplicación de este proyecto.

- **Descripción del Proyecto**

Una explicación de qué incorpora el proyecto en el proceso, mediante un esquema o diagrama de flujo o mediante una explicación del aporte de este mismo al proceso.

- **Detalle Proceso**

Este punto va asociado a la necesidad de explicar el contexto en que se encuentra el proyecto a evaluar, mediante un diagrama de flujo y en el caso de existir, balances del proceso.

- **Especificaciones Técnicas**

Dependiendo del tipo de proyecto, este punto debe contener los cálculos de ingeniería o el análisis estadístico que fundamenten y definan al proyecto.

- **Cálculo De Reducción de Emisiones y Energía**

Se presentan los cálculos realizados para determinar la reducción energética asociada a la incorporación del proyecto y la reducción de emisiones de CO₂ proyectados en el tiempo hasta el año fiscal 2015. El dato utilizado posteriormente es la reducción acumulada.

- **Evaluación Económica**

Se realiza un flujo de caja incorporando inversiones iniciales y ahorros posteriores, dependiendo de cada caso, y se analiza mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) con una tasa de interés del 10% y el Payback. El plazo de evaluación de cada proyecto es de 5 años, desde el año fiscal 2011 al año fiscal 2015.

- Conclusión y Discusión

Finalmente se realiza alguna recomendación o análisis que pretenda finalizar o redondear el proyecto.

5.2.3. Factores de Emisión de GEI

Para determinar las emisiones de GEI, se sabe que existen distintos gases emitidos producto de la combustión, por lo que la IPCC ha determinado una medida común para todos ellos, agrupados en cantidades másicas de CO₂ equivalente.

El CO₂ equivalente se define como la concentración de CO₂ capaz de causar el mismo nivel de forzamiento radiativo que un determinado gas de efecto invernadero.

Si el CO₂ vale 1, el metano (CH₄) equivale a 21 veces el CO₂; y el óxido nitroso (N₂O) a 310 veces.

El cálculo para un determinado combustible se realiza de la siguiente forma:

En el caso del diesel para fuentes móviles, se realiza el siguiente cálculo:

El diesel tiene un poder calorífico neto en (TJ/t) de 0,043, la IPCC determinó para este combustible fuente fija un factor de emisión de CO₂ de 74,1 (t/TJ), 0,003 (t/TJ) de N₂O y un factor de 0,0006 (t/TJ) de CH₄, asumiendo una densidad del combustible de 0,85 (t/m³), se calculan primero los factores de emisión de cada gas en (t/m³), multiplicando los factores de emisión por el poder calorífico y la densidad.

Luego se aplica la siguiente fórmula según los valores de equivalencia de la IPCC.

$$\text{Factor de Emisión} = \left(\frac{tCH_4}{m^3 \text{ diesel}} \right) \cdot 21 + \left(\frac{tN_2O}{m^3 \text{ diesel}} \right) \cdot 310 + \left(\frac{tCO_2}{m^3 \text{ diesel}} \right)$$

Ecuación 2: Cálculo factores de emisión de CO_{2e}.

Lo que da finalmente como resultado 2,72 (t CO_{2e} /m³ diesel).

En el ANEXO A se encuentra la tabla utilizada para calcular las emisiones de distintos combustibles.

En el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), según se explicó anteriormente, el factor de emisión depende de la composición de esta matriz, que está compuesta principalmente por generadoras a carbón, y el factor de emisión es entregado por el Centro de Despacho del SING (CDEC SING). Una tabla de cálculo, a modo de ejemplo, para calcular el factor de emisión del SING se muestra a continuación.

	Factor de Emisión SING (tCO ₂ /MWh)	Factor de Emisión SING (tCH ₄ /MWh)	Factor de Emisión SING (tN ₂ O/MWh)	Factor de Emisión SING (tCO ₂ e/MWh)
Generación Eléctrica	0,89147	0,00001	0,00002	0,89649

Tabla 6: Tabla de Cálculo Factor de Emisión de CO₂ e SING. (Fuente: Inventario GEI, Minera Escondida Ltda.).

5.2.4. Clasificación de Proyectos

Dentro de los proyectos a evaluar, que posean la propiedad de disminuir las emisiones de GEI a la atmósfera, se pueden definir distintos tipos:

- **Proyectos de Eficiencia Energética.**

Estos proyectos en la mayoría se encuentran en el inicio de la curva de abatimiento por debajo del eje horizontal. Son proyectos que aprovechan ciertas ineficiencias del proceso u oportunidades de mejores prácticas y uso de tecnologías de bajo costo. Es muy importante en este tipo de proyectos así como generar la línea base, también definir el consumo específico del proceso.

En la operación minera el concepto de consumo específico toma vital importancia y es aún más complejo que en otras industrias, ya que debido a las características del proceso de producción de cobre influyen diversos factores.

El proceso de extracción y recuperación de cobre para la formación de concentrado y cátodos, como ya se explicó anteriormente parte desde la extracción del mineral en el rajo de la mina, por lo que la ley de cobre en el rajo, puede cambiar sustancialmente en los distintos sectores de explotación dentro de la mina, así como la dureza y la granulometría del mineral. Es por lo tanto la mejor forma de definir el consumo específico sobre las entradas o inputs al proceso, antes de ser tratado, por lo que en el caso de la mina, por ejemplo, el consumo específico de combustible de los camiones sería:

$$C.E. = \frac{m^3 \text{ diesel}}{(t(\text{material movido}))}$$

Ecuación 3: Consumo Específico.

Bajo este parámetro de consumo específico, se dividen además 2 grupos de proyectos.

- **Proyectos de reducción absoluta de energía.**

Son aquellos proyectos que al ser evaluados representan una disminución del consumo energético, ya sea de combustibles o de energía eléctrica, por lo que la reducción del consumo específico viene dado por la disminución del valor del numerador de este mismo, es decir, directamente, reducción de energía. Por lo que en las proyecciones se ve representado como reducción de energía.

- **Proyectos de mitigación sobre el consumo específico.**

Los proyectos de mitigación, tienen como principal característica actuar sobre el denominador del consumo específico, es decir, un cambio en la producción a través de optimización del proceso o incorporación de tecnologías de bajo costo. La disminución en el consumo específico se representa entonces como el aumento en la producción, dependiendo del

parámetro que se utilice. Esta disminución del consumo específico, tiene un tratamiento distinto al ingresar la reducción energética o de emisiones de CO₂ en la curva de abatimiento. En vista que la curva sólo muestra disminuciones de energía y disminuciones en emisiones de CO₂, la evaluación se hace a través de un cálculo de reducción ficticia de emisiones. Es decir, calculado ya el consumo específico con el proyecto a implementar, se debe ahora evaluar la disminución energética manteniendo la cantidad de producción proyectada. Hecho esto, el proyecto puede ser ingresado en las curvas de abatimiento.

➤ **Proyectos de uso de energías renovables o de incorporación de nuevas tecnologías.**

El uso de energías renovables tiene un gran impacto sobre la disminución de emisiones, sin embargo este tipo de proyectos no representa un uso más eficiente de la energía, por lo que no se incorporan en la curva de abatimiento de eficiencia energética. Dentro de estos proyectos entran también el uso de energías alternativas, no necesariamente renovables, que sean capaces de disminuir las emisiones de CO₂.

6. Proyectos incorporados en las Curvas de Abatimiento.

A continuación, se muestra la evaluación de los proyectos incorporados en las curvas de abatimiento, según la pauta de evaluación descrita anteriormente. Dentro de la evaluación se incorporan con mayor detalle aquellos proyectos que representan mejor, los tipos de proyectos descritos anteriormente, por lo que si bien se realizó la evaluación de 12 proyectos, algunos serán presentados brevemente y sólo con los resultados finales obtenidos.

6.1. Distribución de Carga en Molinos de Bola Los Colorados

6.1.1. Introducción

El proyecto de distribución de carga en Molinos de Bolas Planta Concentradora Los Colorados, se basa en el análisis de pérdidas o restricciones de tratamiento debido a defectos del diseño de la distribución de pulpa desde los Molinos SAG hacia los Molinos de Bolas, ya que toda la carga de pulpa debe pasar por un cajón distribuidor de 6 vías. El cajón de 6 vías, según el estudio realizado, se llena restringiendo la molienda en los Molinos SAG, es por esto que se propone una configuración que considera 2 cajones distribuidores de carga, uno para cada línea de proceso y evitar entonces el llenado del cajón de 6 vías.

Para determinar la cantidad de toneladas perdidas se realizó un análisis de restricciones que se muestra a continuación.

6.1.2. Descripción Proyecto

El proyecto que considera la implementación de dos cajones distribuidores posee las siguientes características:

Ventajas:

- Permite clasificar la molienda de los SAG antes de entrar a molienda secundaria.
- Permite separar las líneas 1 y 2.

Desventajas:

- Incorporación de 2 Bombas Warman más en operación.
- Incorporación de 4 Baterías de Ciclones más, 2 de clasificación y 2 stand by.

Así, podemos observar el esquema del nuevo proyecto con los dos cajones distribuidores pintados en el diagrama de color gris.

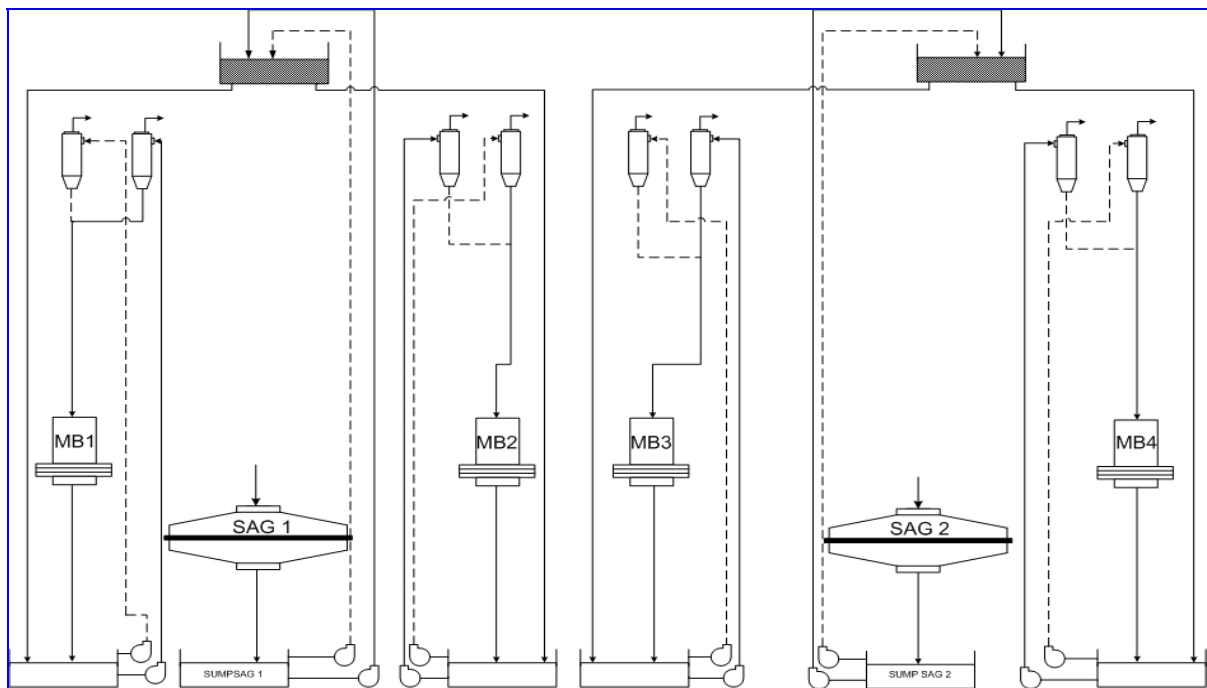


Ilustración 32: Esquema con proyecto de cajones de distribución en línea 1 y 2 Concentradora Los Colorados. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

6.1.3. Detalle Proceso

El esquema actual de distribución de carga de la molienda en las líneas 1 y 2 se presenta a continuación, pudiéndose observar el cajón de 6 vías pintado en el dibujo de color gris.

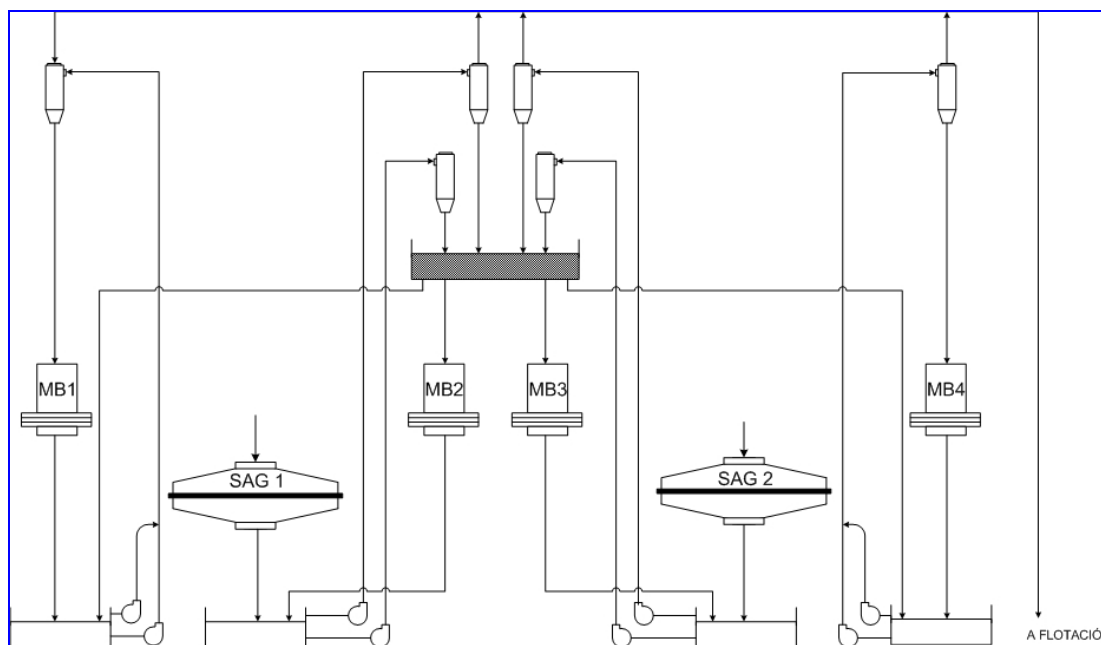


Ilustración 33: Esquema Actual Planta Concentradora Los Colorados. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

En el esquema se puede ver claramente la dependencia del sistema de la distribución del cajón de 6 vías y la influencia que tiene sobre ambas líneas de molienda, ya que la pulpa se concentra en este cajón.

6.1.4. Especificaciones Técnicas

La primera etapa del proyecto consiste en realizar un análisis previo de la situación actual tomando datos de toneladas restringidas debido a los distintos defectos de proceso.

La descripción de las restricciones es la siguiente:

➤ **Descripción de Restricciones.**

- **Granulometría**

La granulometría en los molinos de Bolas debe estar bajo los 7.500 micrones, si esto no se cumple, se producirán restricciones de tonelaje para cumplir con los requerimientos de granulometría para los molinos de bolas.

- **Molinos de Bolas Sobrecargados**

La sobrecarga en los molinos de bolas restringe el tonelaje, ya que se debe cortar el flujo desde el molino SAG para descargar el molino de bolas.

- **Mala Clasificación**

La clasificación se realiza en las baterías de hidrociclones, cuando se produce una mala clasificación, se debe a la operación intermitente de la batería de ciclones y a la sobrecarga de estos mismos, lo que causa un mal funcionamiento de la clasificación.

- **Alto nivel cajón de 6 vías**

La sobrecarga desde la alimentación de los SAG o por restricciones aguas abajo en el proceso, ocasionan el llenado del cajón de 6 vías, por lo que, se debe cortar el flujo desde el molino SAG y permitir así la correcta descarga del cajón, ante un posible rebalse.

- **Alto nivel SUMP**

El cajón SUMP se encuentra luego de cada molino SAG y al igual que en el cajón de 6 vías se pueden producir sobrecargas y posible rebalse.

- **PSI**

Se refiere a la presión del molino en los descansos, medida en (psi). Una alta presión en los descansos del molino, quiere decir que existe gran cantidad de pulpa al interior, por lo que una sobrecarga es inminente.

- **Malla Alta**

El mineral ya clasificado debe llegar a la fase de flotación con una distribución menor o igual que 30% sobre malla #100, para la correcta recuperación del cobre. La restricción por malla alta, se refiere a un buen trabajo de la batería de ciclones, pero debido a las características del mineral la clasificación no es la deseada.

- **Tapada Alimentación**

La mala clasificación en la salida de los molinos SAG, provoca que la alimentación en los molinos de bolas se tape.

- **Dureza del Mineral**

Si el mineral proveniente de la mina viene con un índice SPI (SAG Power Index) alto, entonces el molino tardará más tiempo en la molienda, por lo que para evitar sobrecargas, se debe restringir tonelaje de entrada.

- **Problemas con harnero de descarga**

Fallas técnicas o de mantención en el harnero.

- **Problemas con Correa de Pebbles**

Fallas técnicas o de mantención en la correa.

- **Problemas con batería de ciclones**

Fallas técnicas o de mantención en la batería de ciclones.

- **Problemas en la flotación Rougher**

Fallas técnicas o de mantención en las celdas de flotación.

➤ **Restricciones en Línea 1 y 2**

A continuación las restricciones de tratamiento de la línea de proceso del SAG 1 y SAG 2, obtenidos del análisis previo.

Todos los resultados obtenidos, se expresan en toneladas.

	Sin observación
Granulometría	381,71
Molinos de Bolas Sobrecargados	319,07
Mala Clasificación	120,36
Alto nivel cajón de 6 vías	59,14
Total	880,28

Tabla 7: Restricciones tonelaje línea 1 y 2.

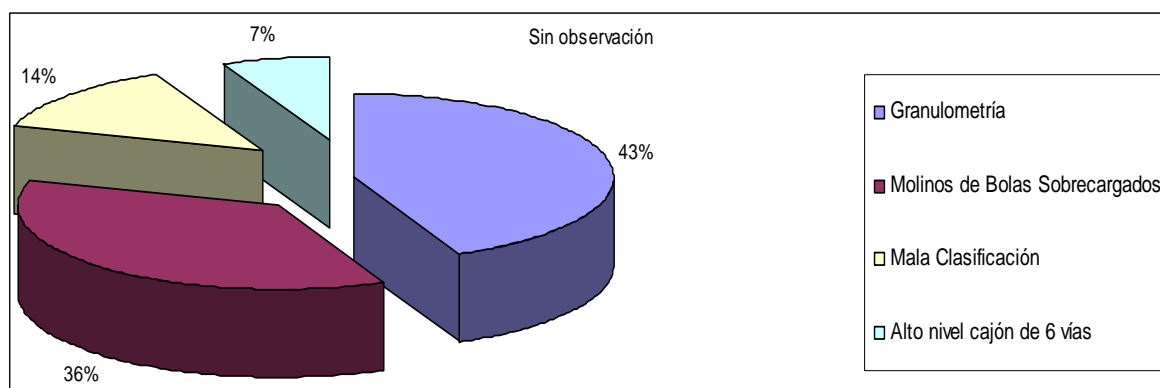


Ilustración 34: Restricciones de Tonelaje Línea 1 y 2.

➤ **Restricciones en Línea 2**

En la tabla siguiente se muestran las restricciones en la línea 2.

	Molinos de Bolas sobrecargados
Alto nivel cajón 6 vías	728,33
Bolas # 3 Sobrecargado	5.103,19
Alto nivel SUMP, SAG # 2	1.278,50
Molienda secundaria sobrecargada	43.196,49
Molinos bolas 2, 3, 4 con sobrecarga.	3.667,49
Malla alta y granulometría	3.683,33
Sin observación	169.230,44
Otros	13.865,79
Total	240.753,59

Tabla 8: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Molinos de Bola Sobrecargados.

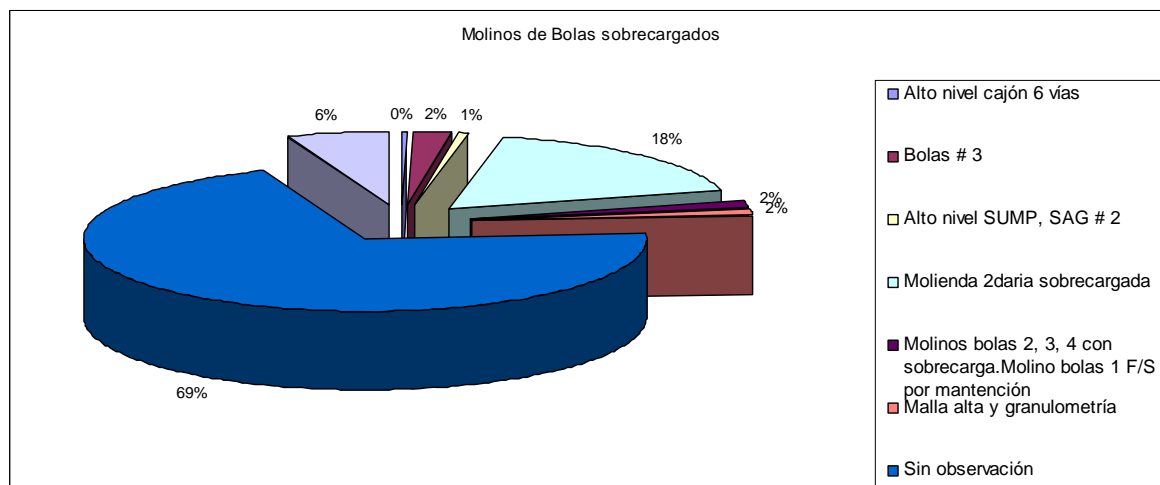


Ilustración 35: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Molinos de Bolas Sobrecargados.

Alta Presión por

	Mineral
PSI	23.983,00
Sobrecarga por molienda secundaria	1.700,00
sin observación	65.537,82
otros	41.733,00
Total	132.953,82

Tabla 9: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Alta Presión por Mineral.

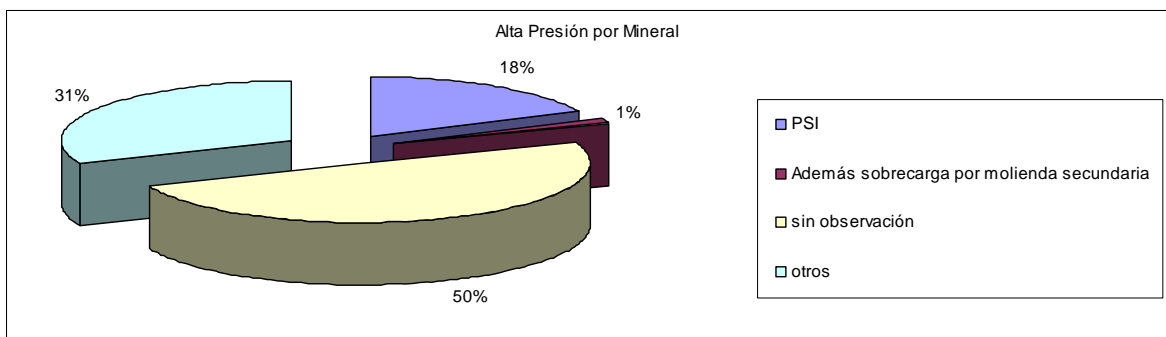


Ilustración 36: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Alta Presión por Mineral.

	Alto nivel Cajón 6 vías
Malla Alta	356,67
Alto nivel cajón 6 vías por viscosidad	6.456,17
Alto nivel cajón 6 vías	2.478,34
Tapada alimentación al bolas # 4	1.505,00
Sin observación	32.220,95
Otros	16.228,34
Total	59.245,47

Tabla 10: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Alto Nivel del Cajón de 6 vías.

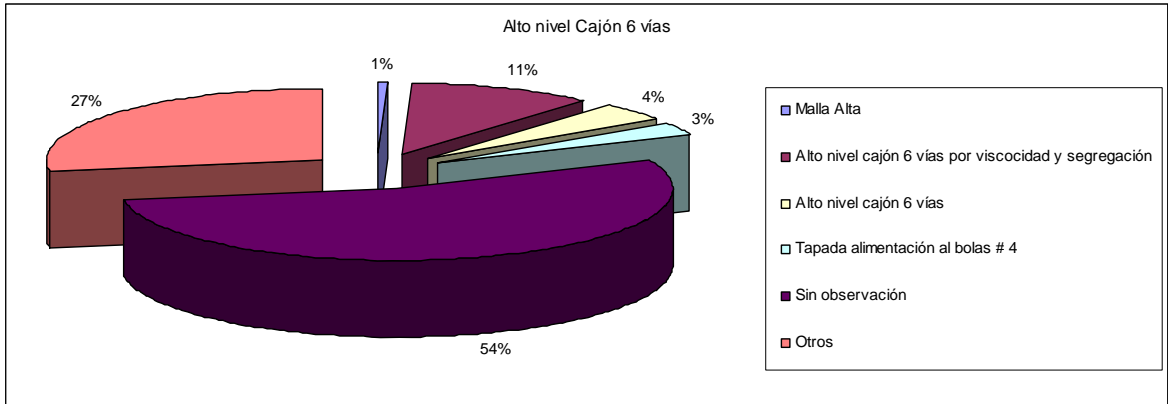


Ilustración 37: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Alto Nivel del Cajón de 6 vías.

	Granulometría
Malla Alta	22.009,00
Sobrecarga Molinos de Bolas	1.250,00
Sin observación	193.391,00
Otros	110.519,00
Total	327.169,00

Tabla 11: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Granulometría.

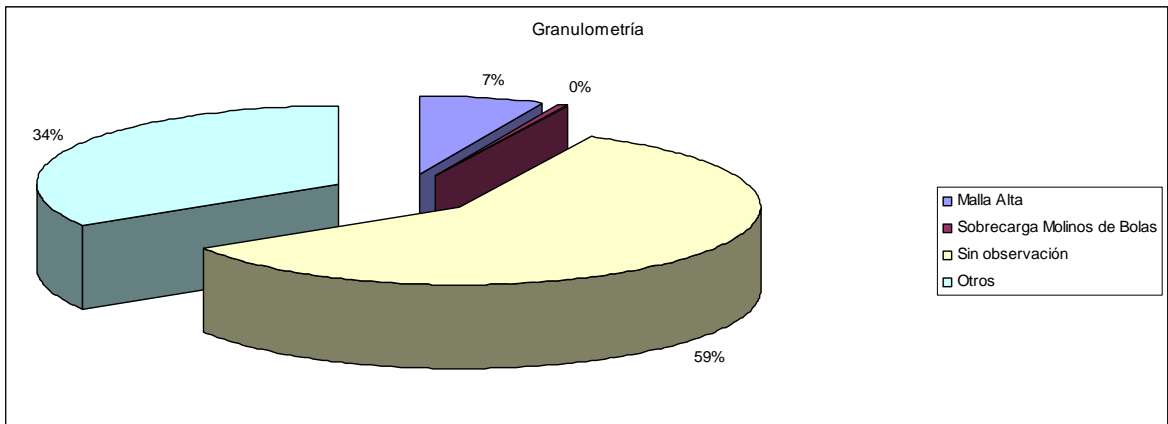


Ilustración 38: Restricciones de Tonelaje en Línea 2, Granulometría.

	Resumen
Granulometría	327.169,00
Molinos de Bolas Sobrecargados	240.753,59
Otros	205.439,25
Alta Presión por Mineral	132.953,82
Problemas con harnero de descarga	105.207,75
Mala Clasificación	86.454,84
Alto nivel cajón 6 vías	59.245,47
Dureza de Mineral	47.885,54
Problemas con correa de Pebbles	40.186,17
Problemas con batería de ciclones	24.764,45
Problemas con flotación Rougher	22.300,05
Circuito Cerrado	15.866,67
Total	1.308.226,60

Tabla 12: Resumen de Restricciones de Tonelaje Línea 2.

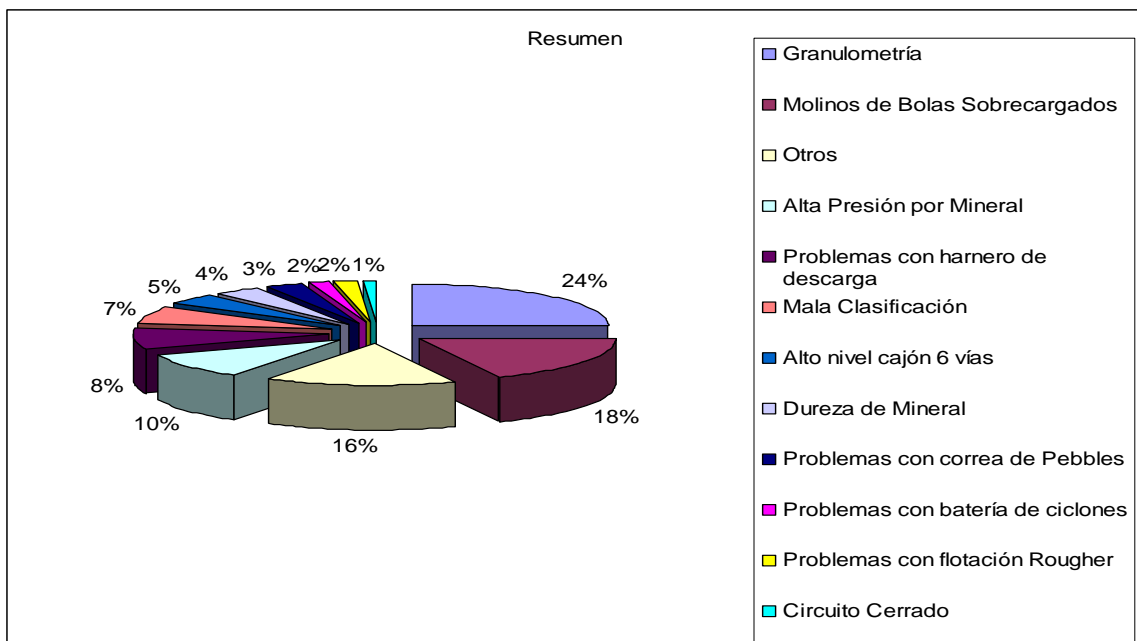


Ilustración 39: Resumen de Restricciones de Tonelaje Línea 2.

➤ **Restricciones en Línea 1.**

	Alto Nivel Cajón 6 vías
Alto nivel cajón 6 vías por viscosidad	7.147,80
Por detención de Molino de bolas 3	2.604,99
Sobrecarga Molino Bolas	2.956,66
Por taparse alimentación al bolas # 4	2.938,339
Sin observación	26.923,32
Otros	7.955,99
Total	50.527,12

Tabla 13: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Alto Nivel del Cajón de 6 vías.

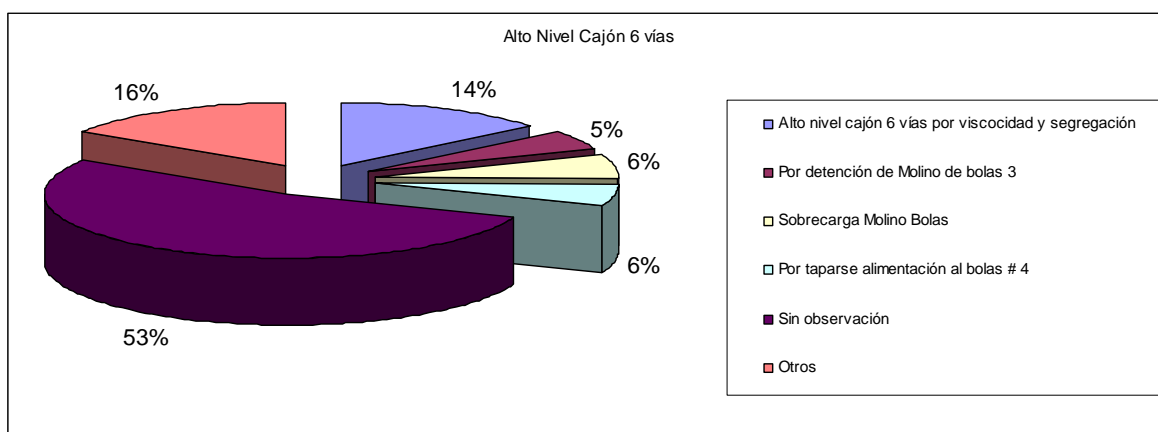


Ilustración 40: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Alto Nivel Cajón de 6 vías.

	Alta Presión por Mineral
PSI	29.709,55
Alta presión de descanso	61.285,00
Alta presión	8.646,00
Alta presión por dureza de mineral	16.950,16
Otros	30.136,50
Sin observación	140.589,72
Total	287.316,93

Tabla 14: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Alta Presión por Mineral.

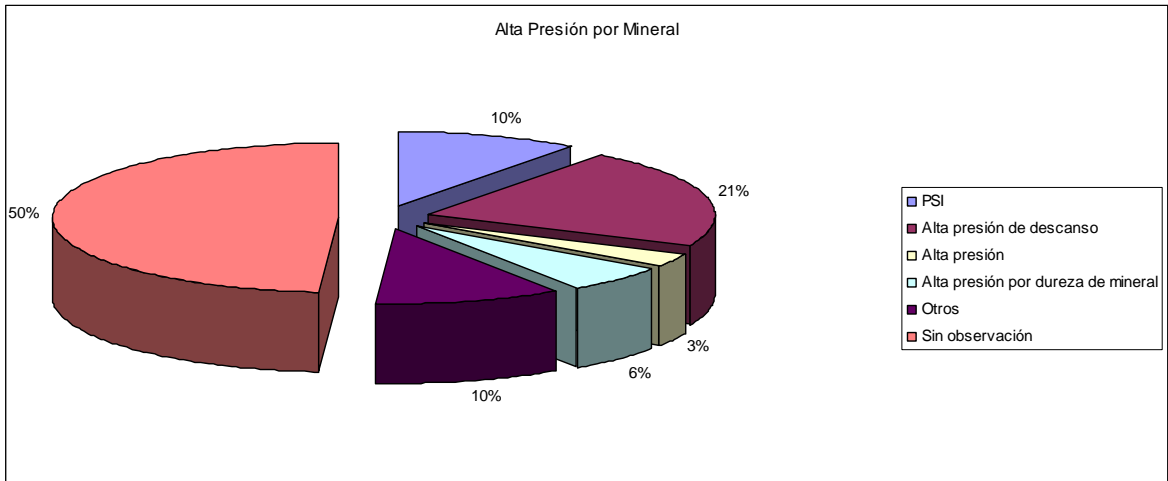


Ilustración 41: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Alta Presión por Mineral.

	Mala Clasificación
Alta Malla	36.793,00
Malla alta en batería #3	6.092,00
Malla alta en batería #2	1.205,00
Sin observación	59.569,83
Otros	6.259,50
Total	109.919,33

Tabla 15: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Mala Clasificación.

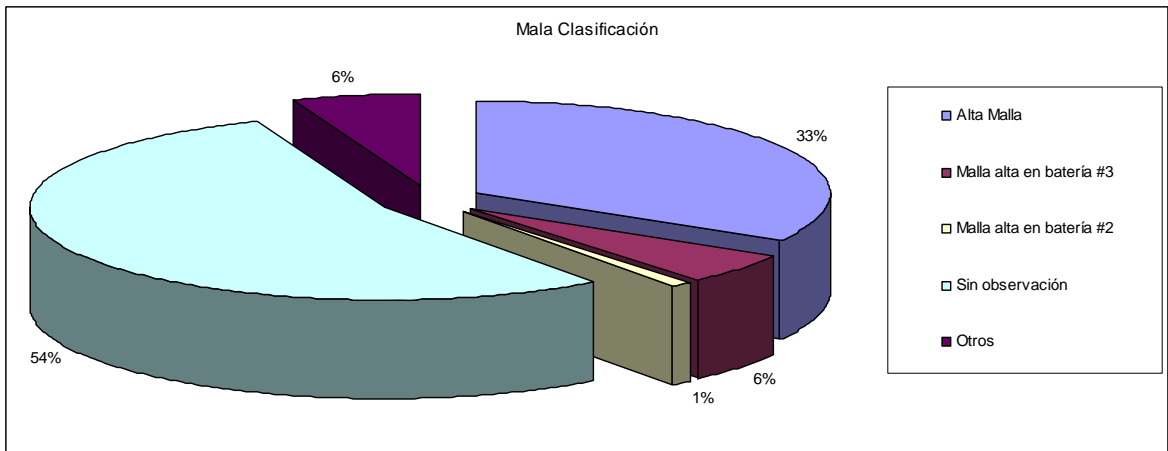


Ilustración 42: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Mala Clasificación.

	Molinos de Bolas Sobrecargados
Molienda Secundaria Sobrecargada	37.773,55
Sobrecarga de Molino de bolas 2	1.783,16
Material grueso impide aumento de tonelaje	4.523,33
Sin observación	149.841,22
Otros	16.890,95
Total	210.812,21

Tabla 16: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Molinos de Bolas Sobrecargados.

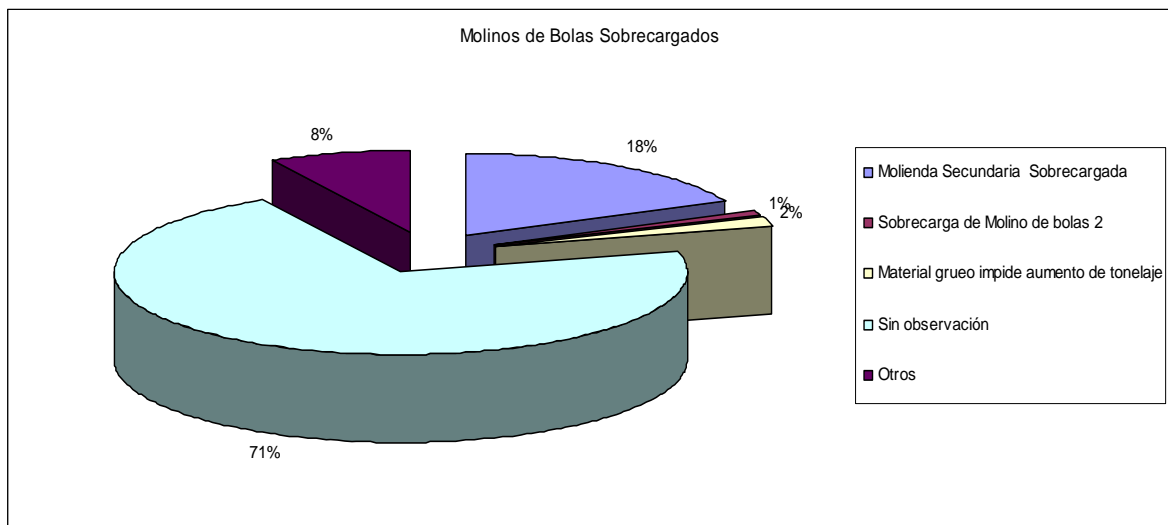


Ilustración 43: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Molinos de Bolas Sobrecargados.

	Resumen
Malla alta en baterías	74.480,40
Además alto nivel del SUMP	984,17
Además alto nivel del SUMP SAG# 1	1.113,33
Alto nivel en cajón de 6 vías	6.617,50
Malla alta en batería #3	800,83
Malla alta en batería #1 y #2	285,00
Sobrecarga de harnero	9.845,00
Granulometría alta en flotación	37.782,66
Control Malla	7.584,00
Sin observación	188.320,00
Otros	14.058,92
Total	341.871,81

Tabla 17: Restricciones de Tonelaje Línea1, Resumen.

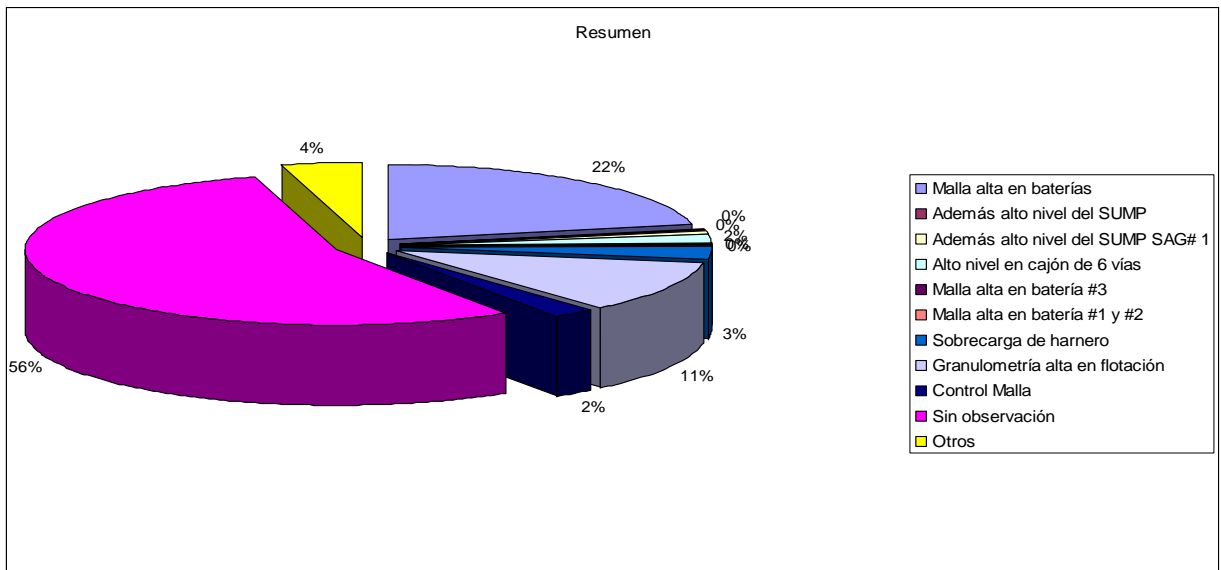


Ilustración 44: Restricciones de Tonelaje Línea 1, Resumen.

Del análisis previo se determinó que finalmente existen pérdidas o restricciones de tratamiento de tonelaje, debido a la configuración del cajón de 6 vías. Por lo que se decide hacer un estudio de datos de un año completo y observar así que porcentaje de pérdida representa el nivel de llenado del cajón de 6 vías.

En la siguiente tabla están recopilados los datos de un año de restricciones de tonelaje, donde se observa el detalle por línea 1 y 2 y el total.

Motivos Restricciones	Tonelaje Restringido		
	SAG1	SAG2	Total
Molinos de Bolas sobrecargados	194.913	216.535	411.448
Alta presión por mineral	275.201	113.794	388.995
Mala clasificación (Alta Malla)	101.456	82.832	184.288
Granulometría (Alta Malla)	88.773	77.675	166.448
Alto nivel cajón de 6 vías	42.197	58.928	101.125
Dureza de mineral	44.205	35.958	80.163
Alto nivel under batería	19.678	23.665	43.343
Problemas en batería de ciclones	11.239	21.129	32.368
Alto nivel del SUMP	21.630	9.416	31.046
Problemas en flotación Rougher	11.834	18.246	30.080
Ciclones acordonados	10.692	11.475	22.167
Alto nivel del cajón	7.707	4.079	11.786
Enbancamiento en batería de ciclones	1.120	1.620	2.740
Total	830.645	675.352	1.505.997

Tabla 18: Restricciones de Tonelaje por línea 1 y 2 durante un año.

La ponderación de los molinos es un supuesto utilizado para proyectar las producciones, de tal forma de obtener mediante esta vía la producción del SAG 1 y SAG 2 y el porcentaje de toneladas restringidas sobre la producción de estos mismos.

Los Colorados	0,52	SAG 1	0,185	0,0962
		SAG 2	0,185	0,0962
		SAG 3	0,63	0,3276
Laguna Seca	0,48	SAG 4	1	0,48

Tabla 19: Ponderación procesamiento molinos SAG en Minera Escondida Ltda.

De esta forma tenemos la siguiente tabla para el FY09:

	Alta Malla	Molinos Bola Sobrecargados	Nivel cajón 6 vías	Total
Toneladas Procesadas SAG 1 Y SAG 2	9.134.285	9.134.285	9.134.285	9.134.285
Toneladas anuales sin procesar	350.736	411.448	101.125	863.309
Toneladas anuales sin procesar 50% del circuito	175.368	205.724	101.125	482.217
Impacto sobre el tonelaje total	1,9%	4,5%	1,1%	5,3%
Mayor tonelaje procesado	175368	205724	101.125	482217
Ley %	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%
Recuperación	87,01%	87,01%	87,01%	87,01%
Cobre Adicional (lbs)	5.885.307,47	6.904.047,45	3.393.730,43	16.183.085,34
Precio (USD/lb)	0,79	0,79	0,79	0,79
Costo Incremental (USD)	0,318	0,318	0,318	0,318
Beneficios (USD)	2.777.865,124	3.258.710,396	1.601.840,761	7.638.416,281

Tabla 20: Resumen Impacto y Beneficios para las restricciones de tonelaje.

6.1.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI

El diseño de la nueva configuración implica la instalación de 2 pares de Bombas Warman adicionales, sin embargo, la operación requiere de una bomba en funcionamiento por cada par de bombas y la otra en stand by o de respaldo.

Las especificaciones técnicas de las bombas Warman a utilizar con características similares a las utilizadas actualmente son las siguientes:

	Característica	Potencia Nominal (HP)	Potencia Nominal (kW)	Horas funcionando	(MWh/año)
Bomba Warman 1	20" a 16"	400	298,43	5.000	1.492,17
Bomba Warman 2	20" a 16"	400	298,43	5.000	1.492,17
				Total	2.984,34

Tabla 21: Consumos Bombas Warman

El consumo energético debido a la instalación de las 2 bombas es importante, por lo que se debe revisar luego si el análisis en el consumo energético cumple con la reducción requerida para el proyecto.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Consumo Energía (MWh) Total	1.582.004,10	1.486.206,09	1.615.970,71	1.804.122,72	1.796.539,74
Los Colorados (MWh)	798.912,07	750.534,07	816.065,20	911.081,97	907.252,56
Bombas Warman (MWh)	2.984,34	2.984,34	2.984,34	2.984,34	2.984,34
Consumo c/Bombas Warman (MWh)	801.896,42	753.518,42	819.049,55	914.066,32	910.236,91

Tabla 22: Consumo Energía Planta Concentradora Los Colorados con Bombas Warman.

El cálculo realizado para el consumo de las bombas Warman utiliza solamente la potencia nominal de cada bomba, sin considerar que las bombas están expuestas a trabajos con distintos flujos de pulpa, por lo que si bien el cálculo de energía consumida podría cambiar

considerablemente, en este caso y al nivel de ingeniería conceptual en el que se trabaja este proyecto, se asume que no existen cambios de consumo a distintos flujos y se trabaja con la potencia nominal en el total de horas de uso de cada bomba.

Luego, el cálculo de la reducción energético y de emisiones de CO_{2e}, se muestra en la siguiente tabla.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
(kt Procesadas)	42.529,91	40.065,45	43.177,40	47.012,01	43.780,16
(kt Procesadas (c/P))	42.704,13	40.229,57	43.354,27	47.204,58	43.959,50
C.E. con Proyecto	18,77	18,73	18,89	19,36	20,70
C.E. BAU	18,78	18,73	18,90	19,37	20,72
(MWh) ficticios	798.625,06	750.444,42	815.708,21	910.337,36	906.523,57
Reducción E (MWh)	287,01	89,65	356,99	744,61	728,99
Reducción E (MWh) Acumulada	287,01	376,66	733,66	1.478,27	2.207,26
Reducción E (GJ)	1.033,25	322,75	1.285,16	2.680,61	2.624,37
Reducción E (GJ) Acumulado	1.033,25	1.356,01	2.641,17	5.321,79	7.946,16
Factor de Emisión SING (t CO ₂ /MWh)	0,817	0,878	0,908	0,901	0,901
Reducción Emisiones (t CO _{2e})	234,38	78,73	324,24	670,94	656,86
Reducción Emisiones (t CO _{2e}) Acumulado	234,38	313,12	637,36	1.308,30	1.965,17

Tabla 23: Reducción Energía y Emisiones de GEI.

El análisis de la proyección de reducción de CO_{2e} y Energía demuestra que finalmente el proyecto se puede incorporar en las curvas de abatimiento, ya que representa una reducción en emisiones y consumo específico.

6.1.6. Evaluación Económica

En la evaluación económica se consideran los datos otorgados por finanzas, como el margen operacional y el valor total de la inversión, que considera la instalación de los dos nuevos cajones distribuidores y los datos de proyección, como la ley y la recuperación en la Planta Concentradora Los Colorados.

➤ Flujo de Caja

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
(kt) Procesadas (5YP CLC)	42.529,91	40.065,45	43.177,40	47.012,01	43.780,16
Ponderación SAG 1 y SAG 2	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
(kt) Procesadas SAG1 y SAG2	15.736,06	14.824,21	15.975,64	17.394,44	16.198,66
(t /año) restringidas por nivel 6 vías	174.213	164.118	176.865	192.573	179.334
Ley % (5YP CLC)	1,11%	1,31%	1,36%	1,39%	1,15%
Recuperación % (5YP CLC)	81,65%	82,54%	83,51%	82,87%	80,75%
Cobre Adicional (lb)	3.479.934	3.911.137,7	4.416.804,6	4.888.980,6	3.670.414,2
Margen operacional (USD/lb) (Finanzas)	1,127	0,493	0,587	0,633	0,656
Inversión (USD)	-5.500.000				
Beneficio (USD)	-5.500.000	1.928.190,9	2.592.664,3	3.094.724,7	2.407.791,7
Flujo Acumulado (USD)	-5.500.000	-3.571.809,1	-979.144,8	2.115.579,9	4.523.371,6

Tabla 24: Flujo de Caja con proyecto incorporado.

Por lo tanto, el análisis económico entrega los siguientes resultados:

Tasa interés	10,00%
VAN (USD)	\$ 2.150.241,08
TIR	28%
PAYBACK (años)	2,3

Tabla 25: Análisis Económico Proyecto Cajón de 6 vías en Concentradora Los Colorados.

6.1.7. Conclusión y Discusión

El proyecto de distribución de carga en Molinos de Bolas en la planta concentradora Los Colorados, representa un proyecto atractivo en el marco de reducción de emisiones de CO₂, sin embargo el comportamiento real de este proyecto con respecto a los tonelajes procesados se debe verificar una vez que este mismo se encuentre en funcionamiento, ya que si bien la incorporación de otro cajón de paso de mineral debiera solucionar el problema de restricción de mineral a procesar, es importante mencionar que existen variables operacionales que pudieran afectar a la total recuperación de esa pérdida observada, tales como; prácticas operacionales.

Sin embargo bajo esta evaluación el proyecto ya se ve atractivo desde el punto de vista medioambiental, por lo que finalmente al ser incorporado en las curvas de abatimiento debiera estar sujeto a la discriminación pertinente.

6.2. Cambio combustible en Calentadores Hidrometalurgia.

6.2.1. Introducción

Dentro de las etapas para la obtención de cátodos de cobre y concentrado, existen procesos denominados lixiviación de sulfuros y electrowinning, los cuales requieren agua caliente a 90 °C aproximadamente, para que circule a través de un intercambiador de calor de placa con el objetivo de mantener la solución a unos 40 °C. Esta es una operación permanente, por lo que debe contar con suministro continuo de calor. El agua caliente necesaria para el proceso es generada por una central de calderas (calentadores de agua) las cuales actualmente utilizan petróleo diesel como combustible para sus quemadores.

En la etapa final del proceso, los cátodos de cobre producidos en electrowinning y que se encuentran adheridos a las placas de acero inoxidable, deben ser lavados con agua tibia para retirar los residuos de solución que puedan contener. Para esta operación se utilizan calentadores de agua que mantienen el agua de recirculación a la temperatura deseada y que además temperan el agua fría de recambio. Estos calentadores utilizan petróleo diesel como combustible para sus quemadores.

La presente propuesta busca como objetivo central generar un ahorro para Minera Escondida en el costo operativo del proceso de calentamiento de agua asociado al proceso de electro obtención (E-W) y lavado de cátodos, en las Plantas de Sulfuros, Óxidos y Lixiviación de Sulfuros, reemplazando el uso de petróleo diesel por gas licuado (GLP) (Butano). Para ello se han diseñado las instalaciones que suministren en forma paralela al petróleo diesel, el GLP requerido, cuyo costo de inversión asciende a un total estimado en 30.460 UF. Este valor se explicará más adelante.

El proyecto se basa en una propuesta entregada por una empresa proveedora de GLP y entrega en comodato el equipamiento relacionado con la descarga de gas licuado y su correspondiente almacenamiento, siendo inversión de Minera Escondida todo lo restante, que corresponde al transporte del GLP, la central de evaporación y la instalación de los distintos componentes.

Además del ahorro en el costo de la energía se generan otros efectos positivos, como:

- Aumento de la matriz energética y autonomía de operación, contando con dos fuentes de energía (GLP y Diesel).
- Disminución en los costos de mantención de equipos de combustión.
- Mayor vida útil de equipos.
- Eliminación de posibles mermas en la descarga de combustible.
- Facilidad en la administración y control del combustible utilizado.
- Reducción de emisiones contaminantes.

La instalación está diseñada para cumplir con creces la demanda del proceso y el ambiente de operación. Además, pensando en mantener su correcta operación en el tiempo. El abastecimiento se sustenta en una disponibilidad mundial de GLP y en una logística robusta de distribución, garantizando de esta forma la disponibilidad de producto en las instalaciones de Minera Escondida en todo momento. El GLP es importado desde un mercado mundial con amplia oferta de producto e importado a Chile por tres operadores y luego distribuido a Minera Escondida por camiones tráileres.

6.2.2. Descripción Proyecto

El proyecto que se presenta, se basa en habilitar tres instalaciones para gas licuado que suministren energía, en forma paralela al petróleo diesel, a los distintos quemadores instalados en las calderas que componen las centrales de generación de agua caliente para el calentamiento de la solución y para el lavado de los cátodos. De esta forma las instalaciones estarán habilitadas para usar Butano o petróleo diesel, de acuerdo a la conveniencia y opción que se defina.

El proyecto considera la instalación de estanques para almacenamiento de Butano, que permitirá disponer del combustible que se ha de emplear en la generación de calor. Además contará con centrales de evaporación, cuyo objetivo es realizar la transformación del líquido de Butano en vapor de Butano a la tasa de consumo del proceso, asegurando la disponibilidad de vapor de Butano de acuerdo a la demanda instantánea. Por último se incluyen centrales de regulación, de primera y segunda etapa, con el propósito de otorgar una presión de suministro constante independiente de las variaciones que pudiera experimentar la presión de entrada.

Las centrales de almacenamiento, de evaporación y de regulación de presión, estarán conectadas por una serie de tuberías y fittings, que permitirán el correcto transporte del butano en fase líquida y posteriormente como vapor desde el estanque hasta el punto final de consumo.

Adicional a lo antes mencionado, las centrales de almacenamiento constarán con un central de descarga in situ, dotando a la instalación de un grado adicional de flexibilidad y control en las descargas, sin depender de un camión o tipo de camión para realizar la entrega de producto. Todos los componentes mencionados serán seleccionados, para trabajar bajo las exigencias de operación y condiciones de clima existentes en Minera Escondida.

Adicionalmente a lo anterior, todos los equipos y elementos para la operación y control del proceso, cumplirán todas las normativas y leyes nacionales de instalación, en especial la referente al gas licuado dictada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

6.2.3. Detalle Proceso

Los calentadores que existen en Hidrometalurgia, como se detalló anteriormente tienen como finalidad calentar el agua que posteriormente mediante un intercambiador de calor de placas, adiciona temperatura al electrolito.

Los diagramas de flujo de los calentadores para las tres plantas son los siguientes:

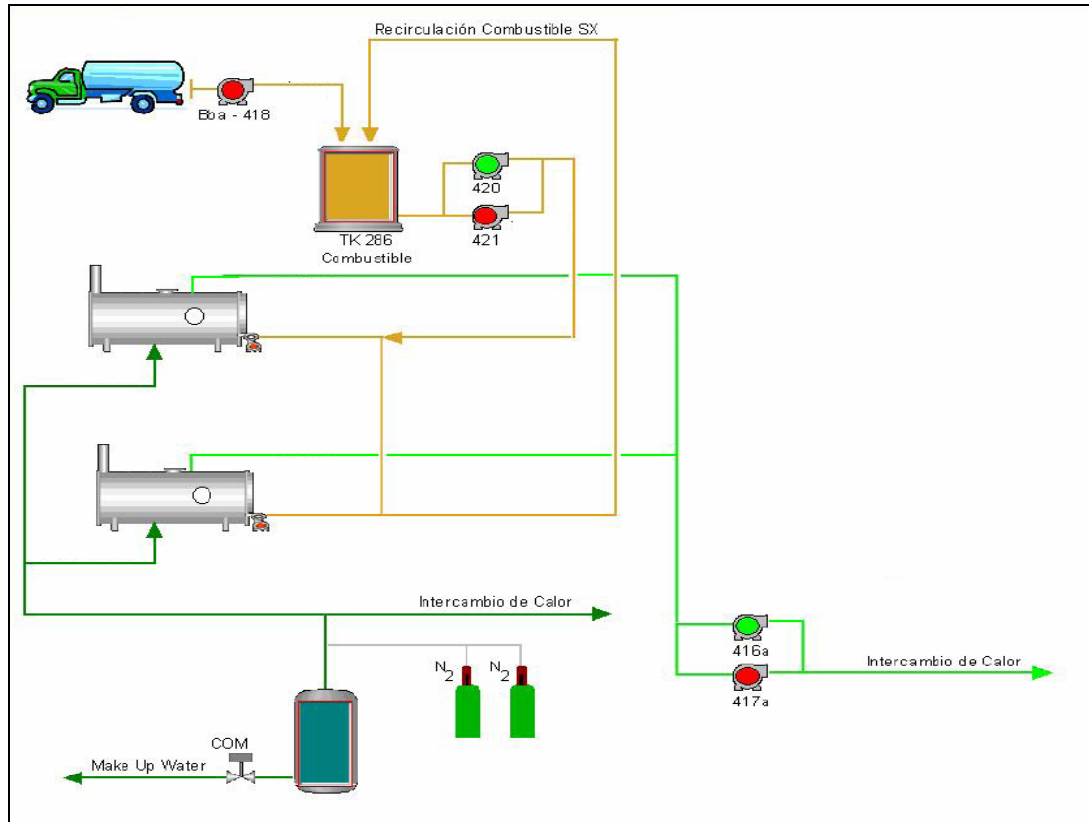


Ilustración 45: Diagrama de Flujo Calentadores de Lixiviación de Sulfuros.

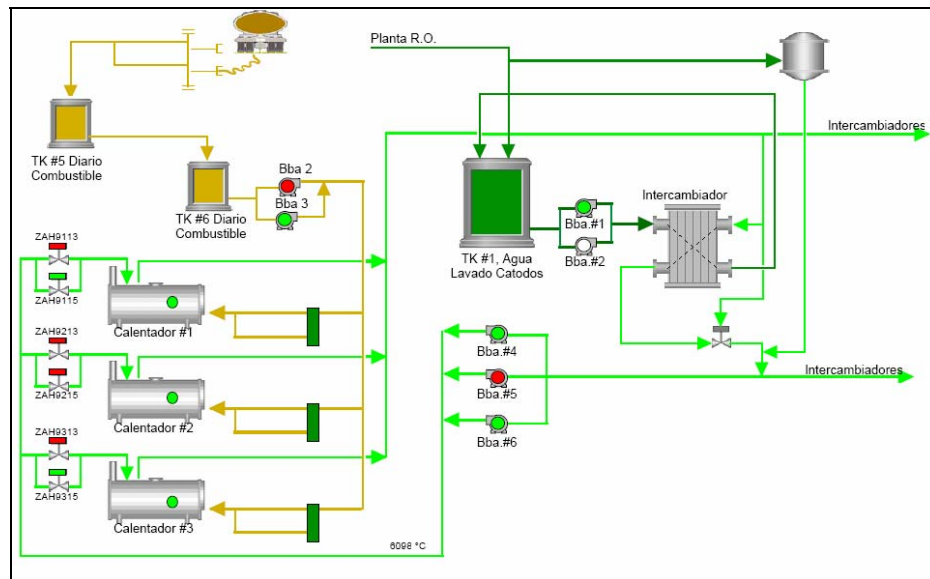


Ilustración 46: Diagrama de Flujo de Planta de Sulfuros.

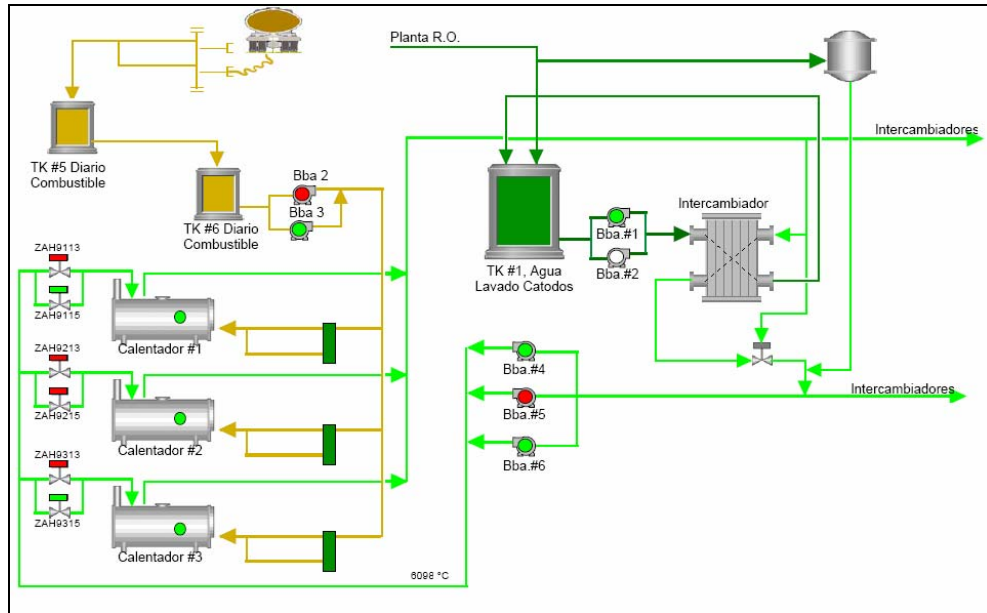


Ilustración 47: Diagrama de Flujo Calentadores Planta de Óxidos.

Para realizar los cálculos fue necesario obtener los datos de consumo de cada planta, obteniéndose los consumos mensuales durante el año 2009, mostrados en las siguientes tablas:

Mes	Planta de Sulfuros Consumo Diesel (l)	Planta de Lixiviación de Sulfuros Consumo Diesel (l)	Planta de Óxidos Consumo Diesel (l)
Enero	685.100	237.275	709.900
Febrero	683.200	280.000	711.200
Marzo	768.800	210.971	802.900
Abril	681.000	203.565	708.000
Mayo	818.000	219.066	852.500
Junio	777.000	234.862	810.000
Julio	735.550	280.753	765.576
Agosto	942.400	237.532	979.600
Septiembre	876.000	213.628	912.000
Octubre	849.400	183.483	886.600
Noviembre	813.000	205.572	888.000
Diciembre	561.100	235.600	672.700
Total	9.190.550	2.742.307	9.698.976

Tabla 26: Consumos de Diesel Calentadores.

Como se muestra en las tablas el consumo de Diesel para las plantas de Óxido y Sulfuros son prácticamente muy similares, lo que será utilizado más adelante en los cálculos. Sin embargo la planta de Lixiviación de Sulfuros cuenta con un consumo mucho menor, ya que posee dos calentadores.

Las especificaciones técnicas de los calentadores de cada planta las podemos ver a continuación:

	Planta Óxido	Planta Sulfuros	Planta L. Sulfuro
Calentadores			
Marca	Babcock Chile	Babcock Chile	Calderas Chile
Modelo	HWO/FTC-25	HWO/FTC-25	EMR-3500
Superficie Calefacción	253 (m ²)	247 (m ²)	75.9 (m ²)
Cantidad de Pasos	3	3	3
Potencia Térmica	6 (MW)	6 (MW)	2.000.000 (kcal/h)
T° de Trabajo	90 °C	90 °C	90 °C
Calderas	Agua Caliente	Agua Caliente	Agua Caliente
Quemadores			
Marca	Nu-Way	Nu-Way	Nu-Way
Modelo	POL 310.8MM	POL 400.10MM	NOL 150-41T
Potencia Térmica	7.300.000 (kcal/h)	7.300.000 (kcal/h)	
T° de Agua a la salida de Calentador	90 °C	90 °C	90 °C
(l/min) de agua caliente	10.000 (l/min)	10.000 (l/min)	

Tabla 27: Datos Técnicos Calentadores de Hidrometalurgia.

6.2.4. Especificaciones Técnicas

El Gas Licuado es una mezcla de hidrocarburos de punto de ebullición bajo que se mantiene en estado líquido o una presión máxima de 2,45 (MPa) o (25 kg-f/cm²) a temperatura ambiente. El GLP está constituido por una mezcla de propano y butano. El propano comercial está compuesto de 90% de propano y 10% de otros hidrocarburos y el butano comercial está compuesto de 90% butano y 10% de otros hidrocarburos.

Propiedades GLP	Propano Comercial	Butano Comercial
Densidad a 15° C como líquido (kg/m ³)	500 - 510	570 – 580
Densidad a 15° C & 1 (bar) como vapor (kg/m ³)	1,86	2,46
Punto de Ebullición °C	-45	-2
Presión de vapor a 20 °C, (bar _g)	9	2,5
Presión de vapor a 50 °C, (bar _g)	19,6	7
Relación gas/aire normal requerida para combustión	1:24	1:30
Valor calorífico bruto (MJ/kg) a 0 °C y 1 (bar)	49,83	49,41
Valor calorífico bruto (MJ/m ³) a 0 °C y 1 (bar) (gas)	97,98	128,5

Tabla 28: Propiedades de GLP. (Fuente: Manual CEPSA)

Es preciso conocer también el valor para la densidad corregida ocupada en los cálculos de diseño posteriores, donde

$$dc = 1,44 \left(\frac{kg}{m^3} \right)$$

Ecuación 4: Densidad corregida GLP a presiones mayores. (Fuente: Manual CEPSA).

Los valores caloríficos del Diesel y GLP en las unidades descritas en la tabla a continuación serán ocupadas posteriormente en los cálculos.

	PCS	PCS	densidad
Combustible	(kcal/l)	(kcal/kg)	(kg/l)
Diesel	9.257		
GLP	6.930	11.948,27586	0,58

Tabla 29: Poderes Caloríficos Diesel y GLP. (Fuente: Manual de Instalaciones GLP CEPSA).

➤ **Diseño Planta Receptora de GLP**

La planta receptora de GLP consta de equipos fundamentales como: Bomba de Descarga del camión , Estanque de Almacenamiento de gas licuado, luego una etapa de vaporización que por intercambio de calor vaporizará el GLP, aumentando la presión del sistema hasta unos 6 a 7 (bar), luego una etapa de regulación de presión, donde la presión baja hasta 2 (bar) mediante válvulas de liberación de presión y finalmente una segunda etapa de regulación de presión donde se obtiene la presión de 1 (bar) o 15 (psi) app. y se acondiciona el gas para finalmente ser alimentado al quemador de la caldera para su combustión.

A continuación un esquema de la planta receptora de GLP dividido en 3 tramos, diferenciados principalmente para la posterior etapa de diseño de tuberías y vaporizadores.

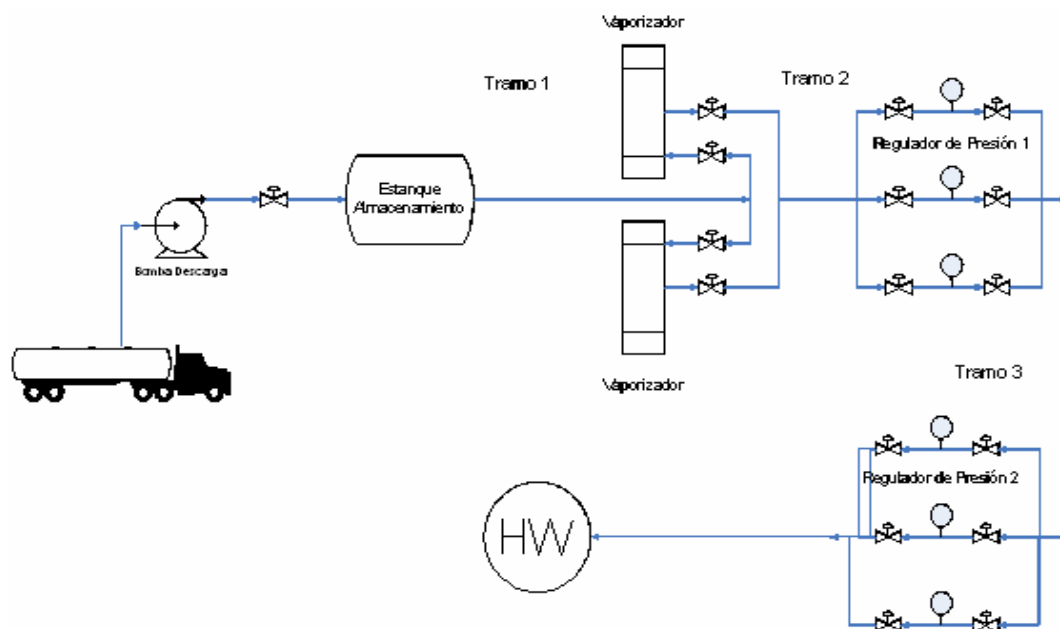


Ilustración 48: Esquema Planta Receptora GLP.

➤ **Diseño Planta Receptora GLP Sulfuros**

Según los datos obtenidos de consumo de Diesel y con su consumo específico correspondiente, se calculó la energía requerida para entregar al agua la temperatura necesaria y posteriormente con esa energía se calculó el consumo requerido de GLP, en este caso para los calentadores de Sulfuros, sin embargo este cálculo es el mismo para las 3 plantas receptoras de GLP.

	Consumo Diesel	Consumo Energía	Consumo GLP
Año 2009	(l)	(kcal)	(kg) calculados
Enero	685.100,00	6.341.970.700,00	530.785,43
Febrero	683.200,00	6.324.382.400,00	529.313,39
Marzo	768.800,00	7.116.781.600,00	595.632,51
Abril	681.000,00	6.304.017.000,00	527.608,93
Mayo	818.000,00	7.572.226.000,00	633.750,52
Junio	777.000,00	7.192.689.000,00	601.985,52
Julio	735.550,00	6.808.986.350,00	569.871,87
Agosto	942.400,00	8.723.796.800,00	730.130,18
Septiembre	876.000,00	8.109.132.000,00	678.686,37
Octubre	849.400,00	7.862.895.800,00	658.077,86
Noviembre	813.000,00	7.525.941.000,00	629.876,74
Diciembre	561.100,00	5.194.102.700,00	434.715,67
Total	9.190.550,00	85.076.921.350,00	7.120.434,98
Promedio	765.879,17	7.089.743.445,83	593.369,58

Tabla 30: Tabla de Consumos y Energías de Diesel GLP requeridos.

Se tiene entonces un promedio de Energía mensual en (kcal/mes) que será utilizado para los cálculos de diseño de 7.089.742.445,83 y en (kcal/h) de 9.846.865,90. El flujo másico de GLP es 824,12 (kg/h).

Se obtiene luego el flujo volumétrico del gas (Q) que es 335,01 (m³/h).

- Diseño Tubería Tramo 1

En el primer tramo se considera desde el estanque de almacenamiento hasta la entrada a los vaporizadores, con un longitud aproximada de (Lc) 15 (m). El líquido de Butano será transportado por cañería de acero Mannesmann sin costura, Sch 80. Esta cañería cumple con la normativa vigente. Además cuenta con una bomba dispuesta en el diseño del estanque, que operará cuando el diferencial de presión no sea el necesario para producir el transporte del

Butano, esta situación se produciría con temperaturas cercanas a los 0° C. La bomba considerada es de marca Blackmer y está considerada en la inversión del proyecto.

Algunos parámetros de diseño son los siguientes.

Presión inicial	3,01325	(bar(a))
Presión en el tramo	1,01	(bar(g))
	2,03	(bar(a))
Densidad líquido	1,44	(kg/m ³)
D (mm)	45,64	
D (pulg)	1,79	

Tabla 31: Parámetros de Diseño

Para el cálculo del diámetro de la tubería en fase líquida se ocupó la siguiente metodología: Se utiliza el caudal que es de 335,01 (m³/h) y se va iterando con el diámetro en el nomograma para GLP en fase líquida para que este cumpla con los requerimientos de $Q/D < 27,7$ y que la pérdida de carga no sea mayor al 25% de la presión inicial.

Según Tabla Sch para tuberías Sch 80 Mannesman, tenemos los siguientes datos:

NPS	2	"
OD	60,33	(mm)
espesor	5,54	(mm)
ID	49,26	(mm)

Tabla 32: Extracto Tabla Sch Tubería Mannesman.

Luego, se debe cumplir, si $Q/D < 27,7$ entonces cumple,

En este caso:

$$Q/D = 6,80$$

Por lo tanto los datos de diámetros y espesores de tubería cumplen.

Luego, aplicando Fórmula de Renouard

$$Pa^2 - Pb^2 = 51,5 \cdot dc \left(\frac{kg}{m^3} \right) \cdot Lc(m) \cdot \left(\frac{Q_{GLP} \left(\frac{m^3}{hr} \right)^{1,82}}{di(mm)^{4,82}} \right)$$

Ecuación 5: Fórmula de Renouard

Tenemos,

$$Pa^2 - Pb^2 = 0,30$$

Luego el porcentaje de pérdida de presión, no debe superar el 25 %, por lo que,

El porcentaje de pérdida con respecto a la Pi,

$$\% \text{ Pérdida} = 10,1\% < 25\%$$

Por lo tanto cumple con la pérdida de presión deseada.

- Diseño Tubería Tramo 2

Este tramo posee una longitud (Lc) de 150 (m).

Aplicamos la siguiente ecuación para el cálculo del diámetro de la tubería, considerando una velocidad máxima recomendada del gas de 30 (m/s), para que este no produzca ruidos:

$$d(mm) = \left[378,04 \cdot \frac{Q_{GLP} \left(\frac{m^3}{hr} \right)}{P(bar(a)) \cdot V \left(\frac{m}{s} \right)} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Ecuación 6: Diámetro tubería GLP.

Los parámetros de diseño son los siguientes:

Presión inicial	7,01	(bar(a))
Presión tramo	2,00	(bar(g))
	3,01	(bar(a))
D (mm)	37,43	(mm)
	1,47	"

Tabla 33: Parámetros de Diseño.

Según Tabla para tubería Sch 80 Mannesman.

NPS	3	"
OD	88,90	(mm)
espesor	7,62	(mm)
ID	73,66	(mm)

Tabla 34: Extracto Tabla Sch Tubería Mannesman.

Luego se comprueba si $Q/D < 27,7$

$$Q/D = 4,55$$

Por lo tanto cumple.

Luego, aplicando Fórmula de Renouard.

$$P_a^2 - P_b^2 = 0,44$$

$$\% \text{ Pérdida} = 6,3\% < 25\%$$

Cumple también con una pérdida de presión menor al 25%.

- **Diseño Tubería Tramo 3**

El tramo 3 de la tubería tiene 10 (m) de longitud (Lc) y los siguientes parámetros de diseño:

Presión inicial	7,01	(bar(a))
Presión tramo	6,00	(bar(g))
	7,01	(bar(a))

D (mm)	24,53	(mm)
	0,96	"

Tabla 35: Parámetros de Diseño.

Según Tabla para tubería Sch 80 Mannesman

NPS	1 1/2	"
OD	48,26	(mm)
Espesor	5,08	(mm)
ID	38,10	(mm)

Tabla 36: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.

Luego, $Q/D < 27,7$

$$Q/D = 8,79$$

Aplicando Fórmula de Renouard

$$Pa^2 - Pb^2 = 0,70$$

El **% Pérdida = 10,0 %**, por lo tanto es $< 25 \%$ y cumple con los parámetros de restricción.

- **Vaporizadores**

En el caso de los vaporizadores se considera la inclusión de vaporizadores eléctricos de calentamiento indirecto a “baño maría”.

El calor latente de vaporización para el butano comercial y la eficiencia del vaporizador eléctrico se muestran en la siguiente tabla.

Calor latente vaporización λ_v	92,30	(kcal / kg)
Eficiencia Vaporizador Eléctrico η	95	%

Tabla 37: Calor Latente GLP y eficiencia Vaporizador.

Para el obtener la potencia del vaporizador requerido, hacemos el siguiente cálculo.

$$Potencia_{(vaporizador)} \left(\frac{kcal}{hr} \right) = \lambda_v \cdot \frac{GLP \left(\frac{kg}{hr} \right)}{\eta}$$

Ecuación 7: Potencia Vaporizador.

Potencia Vaporizador	80.070,19	(kcal / h)
Potencia mín. Vaporizador	93,10	(kW)

Tabla 38: Potencias Vaporizador.

Consideramos entonces un vaporizador de las siguientes características.

Especificaciones Vaporizador		
Nominal	(US gal / h)	432,00
Capacidad Vaporización	(kg/h)	460,00
	(lb/h)	1.016,00
	(MMBtu/h)	21,80
	(MMkcal/h)	5,40
Superficie Intercambio Calor	(pie ²)	11,00
	(m ²)	1,02
Estanque a presión	(psi _g)	250,00
Presión Diseño	(kg/cm ²)	17,60
Estanque a presión		
Capacidad Líquido	(l)	14,00
T° operación	(°C)	90-95
Peso	(kg)	260,00
Voltaje	(Volts)	380,00
Potencia	(kW)	60,00

Tabla 39: Especificaciones Técnicas Vaporizador.

En este caso 2 vaporizadores cumplen con la potencia requerida, sin embargo sumamos un tercer vaporizador de respaldo.

- **Estanque de Almacenamiento**

Serán de una capacidad de 30.000 (Gal), equivalente a 113.55 (m³) nominales para las plantas de Sulfuros y Óxidos, y de capacidad de 9.000 (Gal), equivalente a 34 (m³) nominales para la planta de Lixiviación de Sulfuros.

La norma bajo la cual se fabrican estos estanques es la ASME SEC. Div.1, Edición 200.

Cada estanque contará con una válvula de seguridad de acción mecánica.

La autonomía que entregarán las centrales de estanques en condiciones de demanda promedio es de 3 días aproximadamente para cada una de ellas, sobre la base de una demanda diaria de diseño de 46.000 (kg/día) de GLP para todas las plantas, equivalente a aproximadamente 60.000 (l) de Diesel.

El estanque está diseñado para una autonomía óptima de 3 días.

Características del estanque	
Código de diseño y fabricación	ASME VIII Div. 1 Ed. 2004 Add. 2006
Presión de diseño	250 (psi)
Presión de trabajo	200 (psi)
Presión prueba hidráulica	375 (psi)
Tipo de manto	Cilíndrico
Material del manto	A- 516 gr.70
Tipo de cabezales	Semiesféricos
Material de cabezales	A-516 gr. 70
Espesor de manto	25 (mm)
Espesor de cabezal	12 (mm)
Conexiones y accesorios	Los requeridos

Tabla 40: Características de diseño Estanque Almacenamiento GLP.

Detalle de válvulas
2 Válvulas de Seguridad de 2", Rego A7534G
2 Válvulas Internas 2" Rego A 3212 R250
1 Indicador de Nivel Fijo, Rego 3165 FC
1 Válvula Exceso de Flujo A8523
2 Válvulas Angulares A7514 AP
2 Válvula de Servicio Rego 7537 P4 de 2" ó Rego 7537N4 de 2"
2 Palancas Térmicas 3213 TL
1 Válvula de Globo7705P
1 Rotogage de 1" Rego A 9093 con dip tube y dial
1 Manómetro Rego 948
1 Termómetro de 1/2"

Tabla 41: Instrumentación Estanque Almacenamiento GLP.

➤ **Diseño Planta Receptora GLP Óxidos**

Por tener, tanto los calentadores de óxidos como los calentadores de sulfuros, características similares en cuanto al consumo, diseño de red de tuberías y cantidad de calentadores, los cálculos de diseño se realizan de la misma forma que para la planta de sulfuros.

La tabla de consumos durante el año 2009 para la planta de Óxidos es la siguiente:

	Consumo Diesel	Consumo Energía	Consumo GLP
Año 2009	(l)	(kcal)	(kg) calculados
Enero	709.900,00	6.571.544.300,00	549.999,38
Febrero	711.200,00	6.583.578.400,00	551.006,56
Marzo	802.900,00	7.432.445.300,00	622.051,70
Abril	708.000,00	6.553.956.000,00	548.527,34
Mayo	852.500,00	7.891.592.500,00	660.479,60
Junio	810.000,00	7.498.170.000,00	627.552,47
Julio	765.576,00	7.086.937.032,00	593.134,70
Agosto	979.600,00	9.068.157.200,00	758.951,11
Septiembre	912.000,00	8.442.384.000,00	706.577,59
Octubre	886.600,00	8.207.256.200,00	686.898,79
Noviembre	888.000,00	8.220.216.000,00	687.983,45
Diciembre	672.700,00	6.227.183.900,00	521.178,45
Total	9.698.976,00	89.783.420.832,00	7.514.341,14
Promedio	808.248,00	7.481.951.736,00	626.195,09

Tabla 42: Consumos Diesel y GLP Calentadores Oxido.

Se tiene entonces un promedio de Energía mensual en (kcal/mes) que será utilizado para los cálculos de diseño de 7.481.951.736,00 y en (kcal/h) de 10.391.599,63.

El flujo másico de GLP es 869,72 (kg/h)

Se obtiene luego el flujo volumétrico del gas (Q) que es 353,54 (m³/h).

- **Diseño Tubería Tramo 1**

En el primer tramo se considera desde el estanque de almacenamiento hasta la entrada a los vaporizadores, con una longitud aproximada de (L_c) 15 (m). Se aplica la misma metodología aplicada en el diseño de línea de GLP líquido de la planta de Sulfuros.

Algunos parámetros de diseño son los siguientes.

Presión inicial	3,01325	(bar(a))
Presión en el tramo	1,01	(bar(g))
	2,03	(bar(a))

v máx. gas	30,00	(m/s)
------------	-------	-------

D (mm)	46,89
D (pulg)	1,84

Tabla 43: Parámetros de Diseño.

Según Tabla para tubería Sch 80 Mannesman:

NPS	2	"
OD	60,33	(mm)
Espesor	5,54	(mm)
ID	49,26	(mm)

Tabla 44: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.

Luego, $Q/D < 27,7$

$$Q/D = 7,18$$

Aplicando la Fórmula de Renouard

$$P_a^2 - P_b^2 = 0,34$$

El % Pérdida = 11,2 % , por lo tanto es < 25 %

Cumple con las restricciones de diseño.

- **Diseño Tubería Tramo 2**

El segundo tramo considera un largo de tubería (Lc) de 150 (m), GLP gaseoso y los siguientes parámetros de diseño:

Presión inicial	7,01	(bar(a))
Presión tramo	2,00	(bar(g))
	3,01	(bar(a))

D (mm)	38,45	(mm)
	1,51	"

Tabla 45: Parámetros de Diseño.

Según Tabla para tubería Sch 80 Mannesman:

NPS	3	"
OD	88,90	(mm)
espesor	7,62	(mm)
ID	73,66	(mm)

Tabla 46: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.

Luego analizamos si, $Q/D < 27,7$.

$$Q/D = 4,80$$

Aplicando la Fórmula de Renouard:

$$P_a^2 - P_b^2 = 0,48$$

El % Pérdida con respecto a la presión inicial debe ser < 25 %.

$$\%Pérdida = 6,9 \%$$

Cumple con las restricciones de diseño.

- **Diseño Tubería Tramo 3**

El largo de este tramo es de 10 (m) y los parámetros de diseño son los siguientes.

Presión inicial	7,01	(bar(a))
Presión tramo	6,00	(bar(g))
	7,01	(bar(a))

D (mm)	25,20	(mm)
	0,99	"

Tabla 47: Parámetros de Diseño

Según Tabla para tubería Sch 80 Mannesman:

NPS	1 1/2	"
OD	48,26	(mm)
espesor	5,08	(mm)
ID	38,10	(mm)

Tabla 48: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.

Se tiene entonces, $Q/D < 27,7$.

$$Q/D = 9,28$$

Aplicando la Fórmula de Renouard.

$$Pa^2 - Pb^2 = 0,77$$

El % Pérdida con respecto a la presión inicial debe ser < 25 %.

$$\%Pérdida = 11,0\%$$

Cumple con las restricciones de diseño.

Para el cálculo de los vaporizadores, se presentan las mismas condiciones que para el diseño de la planta receptora de GLP Sulfuros.

- Vaporizadores

Utilizando el calor de vaporización para el butano comercial, calculamos:

Potencia Vaporizador	80.070,19	(kcal / h)
Potencia mín. Vaporizador	93,10	(kW)

Tabla 49: Potencia Vaporizador.

El vaporizador seleccionado posee la mismas características que el contemplado para la planta de Sulfuros, por lo que para ver las especificaciones técnicas, ver la tabla 39. Se seleccionaron 3 vaporizadores, 2 establecidos por el cálculo y uno de respaldo.

- Estanque de Almacenamiento

Al igual que el estanque de almacenamiento de Sulfuros, el estanque de almacenamiento de Óxidos tendrá un volumen de 30.000 (Gal), 113,55 (m³).

➤ **Diseño Planta Receptora de GLP de Lixiviación de Sulfuros**

Se realizan los mismos cálculos para la planta de Lixiviación de Sulfuros, para calcular los consumos de energía. A continuación la tabla de consumos de combustible durante el año 2009.

	Consumo Diesel	Energía consumida	Consumo GLP
Año 2009	(l)	(kcal)	(kg) calculados
Enero	237.275,00	2.196.454.675,00	183.830,26
Febrero	280.000,00	2.591.960.000,00	216.931,72
Marzo	210.971,00	1.952.958.547,00	163.451,08
Abril	203.565,00	1.884.401.205,00	157.713,23
Mayo	219.066,00	2.027.893.962,00	169.722,73
Junio	234.862,00	2.174.117.534,00	181.960,77
Julio	280.753,00	2.598.930.521,00	217.515,11
Agosto	237.532,00	2.198.833.724,00	184.029,37
Septiembre	213.628,00	1.977.554.396,00	165.509,60
Octubre	183.483,00	1.698.502.131,00	142.154,58
Noviembre	205.572,00	1.902.980.004,00	159.268,17
Diciembre	235.600,00	2.180.949.200,00	182.532,54
Total	2.742.307,00	25.385.535.899,00	2.124.619,17
Promedio	228.525,58	2.115.461.324,92	177.051,60

Tabla 50: Consumo Diesel y GLP Calentadores Lixiviación de Sulfuros.

Se tiene entonces un promedio de Energía mensual en (kcal/mes) que será utilizado para los cálculos de diseño de 2.115.461.324,92 y en (kcal/h) de 2.938.140,73.

El flujo másico de GLP es 245,90 (kg/h)

Se obtiene luego el flujo volumétrico del gas (Q) que es 99,96 (m³/h).

- **Diseño Tubería Tramo 1**

Al igual que el cálculo del tramo 1 de los casos anteriores el largo (Lc) es de 15 (m).

Presión inicial	3,01325	bar(a)
Presión en el tramo	1,01	bar(g)
	2,03	bar(a)

v máx. gas	30,00	(m/s)
------------	-------	-------

D (mm)	24,83
D (pulg)	0,98

Tabla 51: Parámetros de Diseño.

Según Tabla, para tubería Mannesman Sch 80:

NPS	1 1/4	"
OD	42,16	(mm)
Espesor	4,851	(mm)
ID	32,46	(mm)

Tabla 52: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.

Luego, $Q/D < 27,7$

$$Q/D = 3,08$$

Aplicando la Fórmula de Renouard.

$$P_a^2 - P_b^2 = 0,25$$

El **% Pérdida = 8,4 %** , por lo tanto es $< 25 \%$

Cumple con las restricciones de diseño.

- **Diseño Tubería Tramo 2**

El Tramo 2 tiene un largo (Lc) de 150 (m).

Presión inicial	7,01	bar(a)
Presión tramo	2,00	bar(g)
	3,01	bar(a)

D (mm)	38,45	(mm)
	1,51	"

Tabla 53: Parámetros de Diseño.

Según Tabla para tubería Sch 80 Mannesman:

NPS	1 1/2	"
OD	48,26	(mm)
Espesor	5,08	(mm)
ID	38,10	(mm)

Tabla 54: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.

Luego, **$Q/D < 27,7$**

$$\mathbf{Q/D = 2,62}$$

Aplicando la Fórmula de Renouard.

$$\mathbf{Pa^2 - Pb^2 = 1,16}$$

El **% Pérdida = 16,6 %**, por lo tanto es $< 25\%$.

Cumple con las restricciones de diseño.

- **Diseño Tubería Tramo 3**

El Tramo 3 tiene un largo (Lc) de 10 (m).

Presión inicial	7,01	bar(a)
Presión tramo	6,00	bar(g)
	7,01	bar(a)

D (mm)	13,40	(mm)
	0,53	"

Tabla 55: Parámetros de Diseño.

Según Tabla para tubería Sch 80 Mannesman:

NPS	1	"
OD	33,40	(mm)
Espesor	4,55	(mm)
ID	24,31	(mm)

Tabla 56: Extracto Tabla Sch Tuberías Mannesman.

Luego, **$Q/D < 27,7$**

$$\mathbf{Q/D = 4,11}$$

Aplicando la Fórmula de Renouard.

$$\mathbf{P_a^2 - P_b^2 = 0,68}$$

El **% Pérdida = 9,7 %** , por lo tanto es **< 25%**.

Cumple con las restricciones de diseño.

- **Vaporizadores**

Como se realizó en el cálculo de los vaporizadores anteriores, se requieren vaporizadores con las siguientes características.

Potencia Vaporizador	23.891,61	(kcal / h)
Potencia mín. Vaporizador	27,78	(kW)

Tabla 57: Potencia Vaporizador.

En este caso un vaporizador, (se considera el mismo vaporizador que en los casos anteriores) cumple de sobremanera con la potencia mínima requerida, sin embargo siempre es necesario tener un vaporizador de respaldo.

6.2.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI

El Consumo de diesel proyectado para los años fiscales venideros por los calentadores de Hidrometalurgia, que considera los calentadores de Óxido, Sulfuros y Lixiviación de Sulfuros, son los siguientes:

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
(l/año)	23.009.002,20	23.008.726,13	23.008.730,12	23.008.957,00	23.008.957,00
(Mcal/año)	212.994.333,32	212.991.777,81	212.991.814,67	212.993.914,90	212.993.914,90
(MMBtu/año)	843.457,56	843.447,44	843.447,59	843.455,90	843.455,90
(l/Btu)	27,28	27,28	27,28	27,28	27,28

Tabla 58: Consumos Diesel proyectado para Calentadores. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

Como se requiere comparar la disminución de GEI, se debe llevar tanto los consumos de diesel como los proyectados de GLP a una unidad común, en este caso se trabajará con (Btu). Como no se tiene los datos específicos de proyección de consumos por planta, sino que sólo el valor global, se utilizará una estimación representada por un porcentaje de consumo de cada planta en base a los valores de consumo del año 2009.

	Año 2009	% estimación
Óxido (kg)	7.514.341,00	0,4484
Sulfuro (kg)	7.120.435,00	0,4249
Lix. Sulfuro (kg)	2.124.619,00	0,1268

Tabla 59: Porcentaje Estimación de consumo por planta según año 2009.

De esta forma la distribución de consumo proyectada al año FY15 queda de la siguiente forma:

(kg) GLP	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Hidrometalurgia	17.826.365,56	17.826.151,68	17.826.154,76	17.826.330,54	17.826.330,54
Oxido	7.992.734,21	7.992.638,32	7.992.639,70	7.992.718,51	7.992.718,51
Sulfuro	7.573.750,41	7.573.659,54	7.573.660,85	7.573.735,53	7.573.735,53
Lix. Sulfuro	2.259.880,94	2.259.853,82	2.259.854,22	2.259.876,50	2.259.876,50

Tabla 60: Distribución de consumo GLP proyectada.

Luego ya obtenidos los consumos, es necesario determinar los factores de emisión para diesel y GLP, entregados por la IPCC y de esta manera realizar los cálculos de emisiones correspondientes.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Factor Emisión GLP	(tCO _{2e} / t GLP)	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08
Factor Emisión Diesel	(tCO _{2e} / m ³ diesel)	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72

Tabla 61: Factores de Emisión GLP y Diesel. (Fuente: IPCC).

Por lo tanto en la siguiente tabla podemos observar las emisiones de ambos combustibles desde el FY11 al FY15.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Emisiones Diesel	(t CO _{2e})	62.584,49	62.583,74	62.583,75	62.584,36	62.584,36
Emisiones GLP	(t CO _{2e})	54.905,21	54.904,55	54.904,56	54.905,10	54.905,10

Tabla 62: Emisiones CO_{2e} Diesel y GLP proyectadas.

La diferencia en toneladas de CO_{2e} de ambos combustibles, determina finalmente las emisiones reducidas para los siguientes años.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Emisiones reducidas	(t CO _{2e})	7.679,28	7.679,19	7.679,19	7.679,26	7.679,26
Emisiones reducidas Ac.	(t CO _{2e})	7.679,28	15.358,47	23.037,66	30.716,92	38.396,19

Tabla 63: Emisiones reducidas de CO_{2e} proyectadas.

6.2.6. Evaluación Económica

Para realizar la evaluación económica fue necesario obtener datos de precios de una empresa proveedora de GLP y así determinar las diferencias de precio entre el combustible diesel y el GLP.

Con datos tomados desde el año 2005 al 2009, el estudio muestra la cantidad de semanas que el uso de GLP supuso un ahorro frente a combustible diesel, junto con entregar el ahorro promedio en (USD/MMBtu). La información se muestra en la siguiente tabla.

Año	Semanas con Ahorro	%	Ahorro promedio	Ahorro Anual
			(USD/MMBtu)	(MMS)
2005	25	0,48	0,6	122
2006	48	0,92	1,08	421
2007	25	0,48	0,49	100
2008	44	0,85	2,45	879
2009	23	0,44	0,34	63
Promedio	33	0,634	0,992	

Tabla 64: Ahorro promedio Diesel versus GLP. (Fuente: Empresa proveedora GLP).

Finalmente de este estudio se determinó un promedio de ahorro en el uso de GLP v/s combustible diesel de 0,992 (USD/MMBtu), que sin embargo está sujeto a mucha variabilidad, debido principalmente a la volatilidad que poseen los precios de los combustibles fósiles, pero para efectos de la evaluación económica es una base que está sometida a un margen de error tolerable.

El análisis económico se puede ver en la siguiente tabla.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Costo Diesel	(USD/l)	0,5086	0,64	0,66	0,67	0,67
	(USD/MMBtu)	13,87	17,70	18,20	18,54	18,54
Costo GLP	(USD/MMBtu)	12,88	16,71	17,21	17,55	17,55
Ahorro	(USD/MMBtu)	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
	(USD)	530.474,07	530.467,71	530.467,80	530.473,03	530.473,03

Tabla 65: Ahorro uso de GLP versus Diesel proyectado.

➤ **Inversión**

La propuesta considera las inversiones necesarias para otorgar una adecuada autonomía en la operación y además satisfacer plenamente en todo instante la demanda de vapor de GLP requerida para el correcto funcionamiento de los quemadores.

La propuesta considera entregar en Comodato gratuito los equipos y elementos relacionado con el almacenamiento de GLP y la carga del estanque (estanques y central de descarga de tráileres) y será financiado por Minera Escondida todo lo relacionado con la instalación y el transporte del gas licuado desde los estanques hasta el punto de consumo (central de vaporización, reguladores, pipping e instalaciones en general).

- Planta de Sulfuros

Elementos entregados en comodato:

- Un estanque de almacenamiento de GLP, de superficie, de 30.000 (Gal).

- Una bomba de descarga marca Corken u otra de similares características.
- Dos bombas de impulsión marcar Blackmer u otra de similares características (una de back up)
- Sistemas de By-pass para bombas.
- Mangueras de descarga.
- Tres reguladores de 1era etapa marca Fisher.
- Tres reguladores de 2da etapa marca Fisher, con Manifold
- Una válvula de corte de 4"

Inversión total financiada por empresa proveedora.: 3.340 UF

Elementos con cargo a Minera Escondida:

- Tres vaporizadores.
- Calentador de Vaporización.
- 10 (m) de cañería de acero para transporte de GLP en alta presión.
- Barrera caminera
- Carpeta de presentación del proyecto, en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

- Planos de la instalación.

Inversión Escondida: 6.340 UF.

- **Planta de Óxidos**

En el caso de la planta de Óxidos se consideran los mismos elementos entregados en comodato y financiados por Minera Escondida, con una inversión similar.

- **Planta de Lixiviación de Sulfuros**

En el caso de la planta de Lixiviación de Sulfuros se consideran los mismos elementos entregados en comodato y financiados por Minera Escondida, con una inversión menor de la empresa proveedora de GLP de 1.730 UF más la inversión de Minera Escondida que es de 9.370 UF.

- **Resumen Inversión**

La inversión del proyecto con valores entregados por empresa proveedora se encuentra en la siguiente tabla, contempla costos de equipos y la instalación de estos mismos.

Inversión Proyecto Minera Escondida	22.050,00	UF
Financiado empresa proveedora	8.410,00	UF
1 UF	21.035,00	\$
Inversión Proyecto Escondida	463.821.750,00	\$
Inversión Proyecto Escondida	890.269,97	USD

Tabla 66: Detalle Inversión Proyecto Cambio de Combustible.

Además se debe incluir el costo de conversión de los quemadores a gas GLP, según los precios informados por el fabricante. En la siguiente tabla se muestra el resumen de costo de la conversión de los quemadores, 8 en total.

Conversión Quemadores		
Modelo	POL 310.8MM	POL 400.10MM
Cantidad	3	5
Costo componente quemador (USD)	17.294,00	18.259,00
Costo instalación (\$)	9.460.000,00	9.650.000,00
Costo instalación (USD)	17.849,06	18.207,55
Subtotal (USD)	105.429,17	182.332,74
Total (USD)	287.761,91	

Tabla 67: Costo de conversión de quemadores.

➤ Flujo de Caja

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Inversión	USD	1.178.031,87				
Ahorro GLP	USD		836.382,54	836.382,54	836.382,54	836.382,54
Flujo de Caja	USD	-1.178.031,87	836.382,54	836.382,54	836.382,54	836.382,54
Flujo de Caja Acumulado	USD	-1.178.031,87	-341.649,33	494.733,21	1.331.115,75	2.167.498,29

Tabla 68: Flujo de Caja Proyecto Cambio de Combustible.

Luego el análisis económico del proyecto realizado a través del VAN y el TIR del proyecto se muestran a continuación.

Tasa interés	10,00 %
VAN	1.339.262,04
TIR	60%
Payback (años)	1,41

Tabla 69: Análisis Económico Proyecto.

6.2.7. Conclusión y Discusión

El proyecto representa una gran oportunidad en disminución de GEI, debido al menor factor de emisión del GLP. En términos de economía la fluctuación en los precios de los combustibles, pueden llevar a escenarios impronosticables, por lo que se sugiere que este proyecto considere llevar un quemador dual en cada calentador de tal forma de poder aminorar los costos de compra de ambos combustibles.

6.3. Granja Solar Fotovoltaica

6.3.1. Introducción

El norte de Chile posee los índices de radiación más altos en el mundo, por lo que la energía proveniente del sol tiene un gran potencial en esta zona.

El proyecto de la Granja Solar Fotovoltaica, considera una capacidad instalada en paneles solares disponibles para entregar 1 (MW), que en una primera etapa se conectarían directamente a la red eléctrica de 13,8 (kV) cercana a la ubicación de emplazamiento elegida. Con esto se pretende cubrir en parte la demanda energética del campamento San Lorenzo que tiene un consumo promedio cercano a 1 (MW), con picos de 3,5 (MW).

Sin embargo se debe considerar que una segunda instancia se debe analizar la instalación de baterías capaces de almacenar la energía acumulada en el día, para ser utilizada durante la noche.

6.3.2. Descripción Proyecto

Una configuración de paneles solares típica está formada como se muestra en el dibujo:

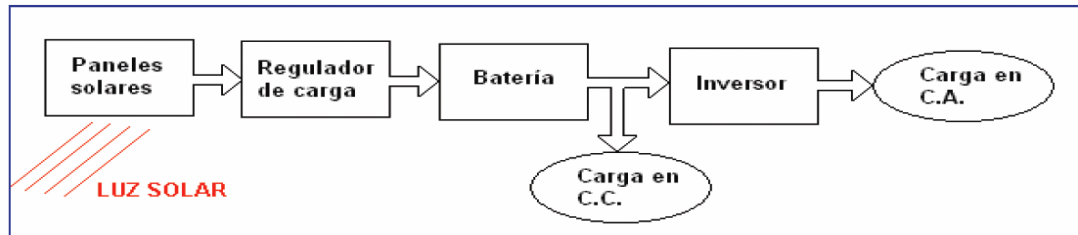


Ilustración 49: Configuración Tipo Planta Solar Fotovoltaica.

Los paneles solares configurados en serie o en paralelo generan energía continua de 12 volts que son luego entregados a los reguladores de carga que cumplen la función de regular la carga (A) que se entregan a las baterías, es decir controlan la carga de esta.

Luego de la batería están los inversores de corriente continua a corriente alterna, acondicionando la energía para que de esta forma pueda ser ingresada en el sistema. Una configuración de un sistema con paneles solares en serie - paralelo se muestra a continuación en la figura.

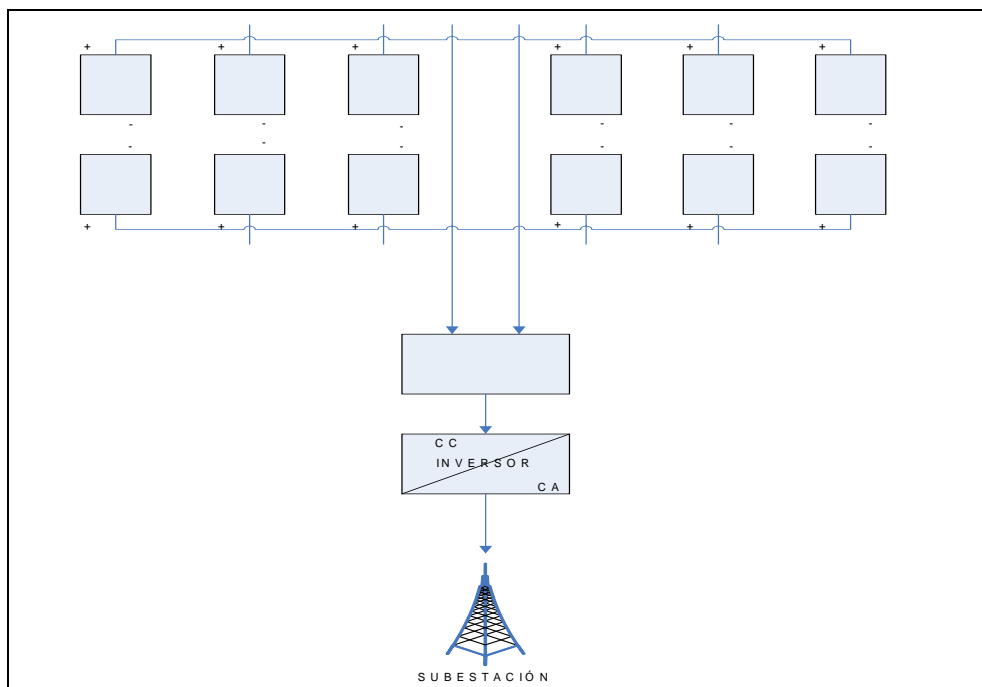


Ilustración 50: Esquema Planta Solar Fotovoltaica.

6.3.3. Situación Actual

La totalidad de la energía consumida actualmente por Minera Escondida proviene del Sistema Interconectado del Norte Grande o SING, cuyas plantas generadoras son principalmente de carbón y diesel, ambos combustibles poseen factores de emisión de CO₂ bastante altos por ser combustibles derivados del petróleo.

Minera Escondida tiene un consumo calculado al año fiscal 2009 de 3.205.016 (MWh) de energía eléctrica, lo que con un factor de emisión de 0,89649 (t CO_{2e}/ MWh) producen un total de emisiones de GEI de 3.532.695,71 (t CO_{2e} / año).

El uso de energía renovables no hace más eficiente el uso de la energía, sino más limpio el uso de esta misma, por lo que si bien no se obtienen valores de disminución de energía, si se obtiene una disminución de emisiones.

6.3.4. Especificaciones Técnicas

➤ Radiación Solar

Para realizar los cálculos de diseño de la Granja Solar Fotovoltaica se utilizan los datos de irradiancia obtenidos por las estaciones meteorológicas ubicadas en distintas zonas de la Mina, en este caso se utilizaron los datos obtenidos de la estación de Cerro Marcelo, sector de medición más cercano a la zona de instalación de los paneles.

La irradiancia se expresa en (W/m^2), ver tabla 171 en Anexo A.

Con los datos de irradiancia promedio diario durante el año 2009 se obtienen luego los valores de Irradiación solar que considera ahora la cantidad de energía irradiada en ($kWh/m^2 \cdot dia$) en un día. Ver tabla 172 en Anexo A.

Luego asumimos un valor base (I) de irradiancia de $1 (kW/m^2)$ para determinar las horas de pic solar, que son las horas en que el sol entrega la mayor cantidad de energía durante el día.

En la tabla siguiente se pueden observar las horas promedio de pic solar (HPS) mensuales durante el año 2009.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
9,57	8,56	7,24	5,93	4,87	4,48	3,67	4,96	7,66	8,98	8,12	9,21

Tabla 70: HPS promedio mensual.

El promedio anual según la tabla 70, es de 6,94 HPS.

➤ **Parámetros de Diseño**

Obtenidos los datos necesarios para el diseño de la granja solar se define primeramente lo requerimientos energéticos y el tiempo que se requiere esta energía.

Potencia	1.000.000,00	W
Tiempo	12,00	h

Tabla 71: Potencia requerida Granja Solar.

Luego la energía teórica requerida es de 12 (MWh), para calcular la energía real producida aplicamos la siguiente fórmula.

$$E = \frac{E_r}{R}$$

Ecuación 8: Energía Real entregada por Granja Solar Fotovoltaica.

Donde,

E: es la energía real calculada con el rendimiento del sistema.

Et: es la energía teórica deseada.

R: es el rendimiento luego de las pérdidas del sistema.

El cálculo de **R** se realiza de la siguiente forma:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot \left(1 - \frac{k_a \cdot N}{Pd} \right)$$

Ecuación 9: Rendimiento luego de pérdidas en el sistema.

En el cálculo de rendimiento del sistema los coeficientes involucrados en la fórmula se muestran en la siguiente tabla.

Kb	0,1	coef. pérdida por rendimiento acumulador
Kc	0,05	coef. Pérdida en el convertidor
Kv	0,1	coef. Pérdidas varias
Ka	0,005	coef. Autodescarga diaria
N	2	número de días de autonomía
Pd	0,7	profundidad de descarga batería

Tabla 72: Coeficientes de pérdidas.

Luego el cálculo del rendimiento y la Energía real que se debe producir para finalmente obtener los 12 (MWh) da el resultado que se muestra en la tabla.

Et	12.000.000,00	(Wh)
Er	16.231.884,06	(Wh)
R	0,74	

Tabla 73: Resultados cálculos energía real y rendimiento.

➤ Capacidad Banco Baterías

La capacidad del banco de baterías está dada por el siguiente cálculo, con un voltaje de 12 (V).

$$C = \frac{E \cdot N}{V \cdot P_d}$$

Ecuación 10: Capacidad Banco de Baterías.

Luego la capacidad del banco de baterías (C) es de 3.864.734,30

➤ Paneles Solares

Para realizar el diseño de paneles solares fue necesario realizar una cotización, de la cual se obtuvo el panel que se adapta de mejor forma al proyecto de la Granja Solar, que posee una potencia (Wp) de 300 (W).

A continuación las especificaciones técnicas del panel escogido.

(W)	(USD /unidad)	(USD/W)
300	688	\$ 2,29

Tabla 74: Características Panel Solar elegido.

Especificaciones
* 72pcs of 6" celda solar monocristalina
* Eficiencia Celda: 17.44%
* Voltaje Máximo: 1000 (V)
* Pmax: 300 (W)
* Vmp: 36,10 (V)
* Imp: 8,32 (A)
* Voc: 44,80 (V)
* Isc: 8,80 (A)
* Aprobación de ETL/TUV/CE/IEC
* Medidas: 77"x 38.98" x 1.97"
* Peso: 52.14 (lb)

Tabla 75: Especificaciones Técnicas Panel Solar Fotovoltaico. (Fuente: Empresa Provedora Paneles Solares).

- Cálculo cantidad paneles

El número de paneles necesarios se calcula del siguiente modo:

$$NP = \frac{E}{0,9 \cdot W_p \cdot HPS}$$

Ecuación 11: Número de Paneles Solares.

Donde W_p es la potencia máxima del panel, en este caso 300 (W).

Luego se realiza el cálculo del número de paneles necesarios para los distintos meses del año.

Enero	6,28
Febrero	7,02
Marzo	8,3
Abril	10,13
Mayo	12,34
Junio	13,41
Julio	16,37
Agosto	12,11
Septiembre	7,85
Octubre	6,69
Noviembre	7,4
Diciembre	6,52

Tabla 76: Número de Paneles necesarios en miles de paneles.

De esta tabla inferimos que:

El mes de Julio requiere una mayor cantidad de paneles que el resto de los meses, 16.374,5 paneles de 300 (W).

El mes de Enero es el mes que requiere una menor cantidad de paneles, 6.281,86.

Luego utilizamos para el siguiente cálculo una cantidad de paneles que nos dé un factor promedio de utilización de 0,9 a 1 anual, con la siguiente fórmula:

$$Fi = \frac{Energía_{Disponible}}{Energía_{Consumida}} = \frac{NP \cdot 0,9 \cdot W_p \cdot HPS}{E}$$

Ecuación 12: Factor de Utilización Paneles Solares.

La tabla con el factor de utilización (Fi) entonces queda de la siguiente forma:

	Energía disponible	Energía consumida	Factor de Utilización
Enero	20.671.448,10	16.231.884,06	1,273508856
Febrero	18.490.024,90	16.231.884,06	1,139117606
Marzo	15.629.446,12	16.231.884,06	0,96288552
Abril	12.806.539,24	16.231.884,06	0,788974292
Mayo	10.521.024,21	16.231.884,06	0,648170241
Junio	9.681.737,40	16.231.884,06	0,596464179
Julio	7.930.323,45	16.231.884,06	0,48856457
Agosto	10.717.373,28	16.231.884,06	0,660266746
Septiembre	16.535.493,71	16.231.884,06	1,018704523
Octubre	19.386.509,89	16.231.884,06	1,194347484
Noviembre	17.530.265,57	16.231.884,06	1,079989576
Diciembre	19.897.471,43	16.231.884,06	1,225826365

Tabla 77: Factor de Utilización Paneles Solares.

Por lo tanto se obtiene un factor de utilización promedio anual de 0,923, valor que se encuentra dentro de los parámetros permitidos.

➤ Ubicación Granja Solar

Un aspecto muy importante es definir el lugar donde se encontrará la Granja Solar, por lo que es necesario en primera instancia realizar el cálculo de espacio físico que ocuparán los 8.000 paneles solares.

Las características de cada panel solar son las siguientes:

Ancho	77	"	1,9558	(m)
Alto	38,98	"	0,990092	(m)
Área Panel	3001,46	Pulg ²	1,936421934	(m ²)

Tabla 78: Superficie Paneles Solares.

Por lo tanto 8.000 paneles ocuparán la siguiente superficie.

Superficie Utilizada	15.491,37	(m ²)
	1,54	(Has)

Tabla 79: Superficie Total Utilizada.

Para lo cual se cuenta con un área de las siguientes medidas.

Superficie Disponible	Lado ruta	640	m
	Lado camino VSL	470	m

Tabla 80: Superficie Disponible.

El total de superficie disponible es de 300.800 (m²), es decir 30,08 (Has), por lo que no existe problema alguno de espacio para la ubicación de los paneles solares.

A continuación la foto satelital muestra el área de emplazamiento de la Granja Solar.



Ilustración 51: Plano Ubicación Granja Solar. (Fuente: Google Earth).

➤ **Reguladores de carga**

Una vez definidos los generadores fotovoltaicos, se debe calcular el regulador de carga necesario, para ello simplemente se multiplica la intensidad de cortocircuito de cada panel, obtenida del catálogo, por el número de paneles en paralelo necesarios. Ese producto será la máxima intensidad nominal a la que trabajará el regulador, $I_{(máx)}$ (A).

El panel tiene una intensidad de cortocircuito de 8,8 (A) y la intensidad nominal ($I_{(máx)}$) del regulador es de, 70.400 (A).

Se utiliza un regulador de carga de 30 (A), por lo que la intensidad por circuito paralelo queda definida en los mismos 30 (A).

El cálculo para determinar la cantidad de reguladores necesarios es el siguiente:

N° reguladores	2346,666667	2346
Paneles por circuito	3,410059676	3
Estandarización		
Paneles estandarizados	7038	
Paneles sobrantes	962	
N° reguladores	320,6666667	320
Paneles estandarizados	960	

Tabla 81: Cálculo Reguladores.

N° reguladores totales 30 (A)	2666
N° reguladores totales 12 (A)	1

Tabla 82: Cantidad de Reguladores totales.

El valor de un regulador de carga en el mercado fluctúa entre los 200 y 500 (USD), por lo tanto se estimo un costo medio de 300 (USD/unidad).

➤ Inversor

Por último se selecciona el inversor necesario. Para ello se debe estimar la potencia instantánea máxima que la instalación va a demandar.

Potencia Máxima Instantánea	1.000.000	(W)
	1	(MW)

Tabla 83: Potencia Máxima Instantánea.

Se selecciona un inversor de marca KACO con la potencia de 3.900 (W).

Luego, para hacer frente a la demanda de 1.000.000 (W), se debe instalar 256,4 inversores, llevando esto a número entero son 257 inversores.

El valor de cada inversor es de aproximadamente 3.000 (USD/unidad)

6.3.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI

El cálculo de reducción de emisiones es sencillo, ya que se considera la cantidad de energía que se deja de consumir desde el SING.

Tenemos entonces, los siguientes consumos energéticos:

Potencia Granja Solar	1	(MW)
Energía diaria	12	(MWh/día)
Energía Anual	4.380	(MWh/año)

Tabla 84: Energía requerida Granja Solar.

El factor de emisión proyectado por el SING para los siguientes años es el siguiente:

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
(t CO _{2e} /MWh)	0,81664	0,87818	0,90826	0,90106	0,90106

Tabla 85: Factores de Emisión de CO_{2e} proyectados. (Fuente: IPCC).

Luego consideramos un primer año sin reducción de emisiones, ya que este año está destinado a la construcción e instalación de la Granja Solar.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
(t CO _{2e}) reducidas	0,00	3.846,42	3.978,17	3.946,64	3.946,64
(t CO _{2e}) reducidas Ac.	0,00	3.846,42	7.824,60	11.771,25	15.717,89

Tabla 86: Emisiones de CO_{2e} reducidas con proyecto Granja Solar.

Finalmente se tiene una disminución proyectada acumulada en el uso de energía de 15.717,89 (t CO_{2e}).

6.3.6. Evaluación Económica

➤ Inversión

La inversión considera los siguientes equipos fundamentales:

Inversión	USD/unidad	Cantidad	Total
Paneles Solares	688,00	8.000,00	5.504.000,00
Reguladores de Carga	300,00	2.667,00	800.100,00
Inversores	3.000,00	257,00	771.000,00
Banco Baterías			550.400,00

Tabla 87: Detalle Inversión.

Luego se realizó una estimación para los costos anexos a los paneles solares, basados en instalaciones realizadas en otras Granjas Solares, tomando como base el costo de los paneles solares.

Otros (estimación)	% costo paneles	Costo (USD)
Bastidor Panel	5,00%	275.200,00
Cableado	6,25%	344.000,00
Instalación	12,50%	688.000,00

Tabla 88: Estimación costos anexos al proyecto.

Por lo tanto, la inversión total es de 8.932.700,00 (USD).

➤ Flujo de Caja

El flujo de caja toma en cuenta el costo de la energía ahorrada del SING

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Costo Energía SING (USD/MWh)	114,76	98,77	93,47	93,47	93,5
Ahorro Energía SING (USD)		432.612,60	409.398,60	409.398,60	409.530,00

Tabla 89: Ahorro en (USD) por disminución en consumo energético SING.

Luego, este queda de la siguiente manera:

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Inversión	8.932.700,00	0	0	0	0
Flujo de Caja (USD)	-8.932.700,00	432.612,60	409.398,60	409.398,60	409.530,00
Flujo de Caja Ac. (USD)	-8.932.700,00	-8.500.087,40	-8.090.688,80	-7.681.290,20	-7.271.760,20

Tabla 90: Flujo de Caja Proyecto.

El proyecto tiene un VAN negativo bastante alto, esperable para proyectos de inversión en energías renovables.

Tasa interés	10,00 %
VAN	-\$ 6.921.607,40
TIR	No tiene
Payback (años)	No tiene

Tabla 91: Análisis Económico Proyecto.

6.3.7. Conclusión y Discusión

Como se podrá ver, dentro de los proyectos evaluados de este trabajo, este es uno de los dos proyectos de uso de energías renovables que al ser evaluados económicamente presentan un VAN notoriamente negativo, debido principalmente a la alta inversión que requiere implementar este tipo de proyectos, sobre todo, si este proyecto es evaluado a tan corto plazo (5 años). Sin embargo si se analizan los costos unitarios se puede observar que este proyecto cumple con los valores comunes que se entregan para proyectos de uso de energía solar.

- Costo unitario energía solar (VAN) = 0,39 (USD/kWh)
- Costo unitario energía solar (Inversión) = 0,51 (USD/kWh)

Por lo que, independiente del tiempo de evaluación, el proyecto se encuentra dentro de los rangos de costos unitarios comunes.

6.4. Uso de revestimientos de menor peso en molinos SAG

6.4.1. Introducción

El cambio de revestimientos, tiene como principal objetivo alivianar la carga de los molinos SAG y de esta forma, aumentar el nivel volumétrico de bolas de un 15 % hasta un 18 %, lo que permitiría básicamente aumentar el tratamiento en un 1%, según estudios metalúrgicos del comportamiento de la molienda en los molinos SAG. Este aumento de tratamiento desde el punto de vista de eficiencia energética, genera una disminución en el consumo específico del molino, aplicable tanto en los Molinos de la Planta Concentradora Los Colorados (CLC) como en la Planta Concentradora Laguna Seca (CLS).

6.4.2. Descripción Proyecto

El proyecto de cambio de revestimiento de acero Cr-Mo considera cambiar los revestimientos de los molinos SAG 4 de Concentradora Laguna Seca (CLS), SAG 1, SAG 2 y SAG 3 de Concentradora Los Colorados por revestimientos Polymet de goma, con incrustaciones de acero.

La empresa Metso Minerals Chile S.A., es la encargada de implementar las corazas Polymet con incrustaciones de acero, más livianas que las corazas utilizadas actualmente.

Los datos históricos de producción y toneladas procesadas, permiten ponderar los molinos SAG, para poder así proyectar las toneladas procesadas en cada molino. Esto se muestra en la tabla siguiente, utilizada también en el proyecto de distribución de carga en Molinos de Bolas Planta Los Colorados.

Los Colorados	0,52	SAG 1	0,185	0,0962
		SAG 2	0,185	0,0962
		SAG 3	0,63	0,3276
Laguna Seca	0,48	SAG 4	1	0,48

Tabla 92: Ponderación procesamiento molinos SAG en Minera Escondida Ltda.

Se debe considerar que la implementación de estos revestimientos está sujeta a un plan de recambio que considera el cambio total el año fiscal 12, y se muestra en la tabla a continuación.

Plan de Revestimiento		
SAG 1	50%	Ago-10
SAG 2	50%	Ene-11
SAG 1	100%	Ago-11
SAG 3	100%	Sep-11
SAG 2	100%	Ene-12
SAG 4	100%	Ene-12

Tabla 93: Plan de cambio de revestimientos. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

Por lo tanto según este plan se calculó el aumento de tratamiento basado en el dato metalúrgico obtenido a través de simulación de un 1% de aumento de tratamiento en cada molino SAG y en el programa de implementación de las corazas Polymet.

En el FY 11 tenemos los siguientes valores de aumento de tratamiento.

Los Colorados			Laguna Seca
SAG 1	SAG 2	SAG 3	SAG 4
0,42%	0,21%	0%	0%

Tabla 94: Porcentaje de aumento de tratamiento FY11.

En el FY 12 se tiene la siguiente tabla de porcentajes de aumento de tratamiento.

Los Colorados			Laguna Seca
SAG 1	SAG 2	SAG 3	SAG 4
0,92%	0,71%	0,75%	0,42%

Tabla 95: Porcentaje de aumento de tratamiento FY12.

Desde el FY 13 en adelante ese aumento alcanza a ser un 1% en cada molino SAG debido a la completa implementación de los revestimientos Polymet.

Luego, el aumento en (lb) de Cuf se muestra en las siguientes tablas para los años fiscales 11 y 12.

En FY 11:

Los Colorados			Laguna Seca
SAG 1	SAG 2	SAG 3	SAG 4
693.760	346.880	0	0

Tabla 96: Aumento en (lb) de Cuf FY11.

En FY 12:

Los Colorados			Laguna Seca
SAG 1	SAG 2	SAG 3	SAG 4
1.502.176	1.160.773	3.687.160	3.414.037

Tabla 97: Aumento en (lb) de Cuf FY12.

Según las proyecciones existentes en Minera Escondida en el Plan Quinquenal, para las plantas concentradoras, tenemos los siguientes valores:

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Toneladas mineral procesado CLC (t)	42.529.918,71	40.065.453,15	43.177.408,66	47.012.017,08	43.780.166,55
(lb) Cuf CLC	874.701.229,90	967.273.011,93	1.114.875.645,04	1.228.196.574,70	945.122.560,35
Toneladas mineral procesado CLS (t)	41.939.315,98	39.242.559,18	40.754.865,72	51.506.405,63	51.960.234,43
(lb) Cuf CLS	859.544.588,59	940.076.813,10	1.048.524.186,42	1.390.224.725,33	1.109.353.676,32
Total Cuf (lb)	1.734.245.818,49	1.946.592.384,21	2.204.154.697,18	2.669.927.705,66	2.106.436.471,10
Total (t)	84.469.234,69	79.308.012,33	83.932.274,38	98.518.422,71	95.740.400,98

Tabla 98: Toneladas de mineral procesado proyectados. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

Calculando el aumento de toneladas procesadas por cada molino SAG tenemos finalmente que los siguientes valores para cada año fiscal y según el incremento porcentual indicado anteriormente.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
CLC (Proyectado) (t)	42.529.918,71	40.065.453,15	43.177.408,66	47.012.017,08	43.780.166,55
SAG 1 (t)	33.045,75	68.191,40	79.878,21	86.972,23	80.993,31
SAG 2 (t)	16.522,87	52.625,97	79.878,21	86.972,23	80.993,31
SAG 3 (t)	0,00	189.309,27	272.017,67	296.175,71	275.815,05
CLS (Proyectado) (t)	41.939.315,98	39.242.559,18	40.754.865,72	51.506.405,63	51.960.234,43
SAG 4 (t)	0,00	164.818,75	407.548,66	515.064,06	519.602,34

Tabla 99: Detalle aumento de toneladas de mineral procesado proyectado.

Por lo tanto la tabla de producciones proyectadas quedaría de la siguiente forma:

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Los Colorados	49.568,62	310.126,64	431.774,09	470.120,17	437.801,67
Laguna Seca	0,00	164.818,75	407.548,66	515.064,06	519.602,34
Total	49.568,62	474.945,39	839.322,74	985.184,23	957.404,01

Tabla 100: Aumento de toneladas procesadas en Plantas Concentradoras.

Las toneladas de mineral procesado sumados de ambas plantas concentradoras y la comparación con la proyección BAU (Business as Usual), se muestra en la siguiente tabla.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Toneladas Procesadas BAU (t)	84.469.234,69	79.308.012,33	83.932.274,38	98.518.422,71	95.740.400,98
Toneladas Procesadas c/ proyecto (t)	84.518.803,31	79.782.957,72	84.771.597,13	99.503.606,94	96.697.804,99

Tabla 101: Resumen toneladas de mineral procesado proyectado con proyecto y BAU.

6.4.3. Detalle Proceso

El diagrama del proceso de molienda en la planta concentradora Laguna Seca se muestra en la siguiente figura:

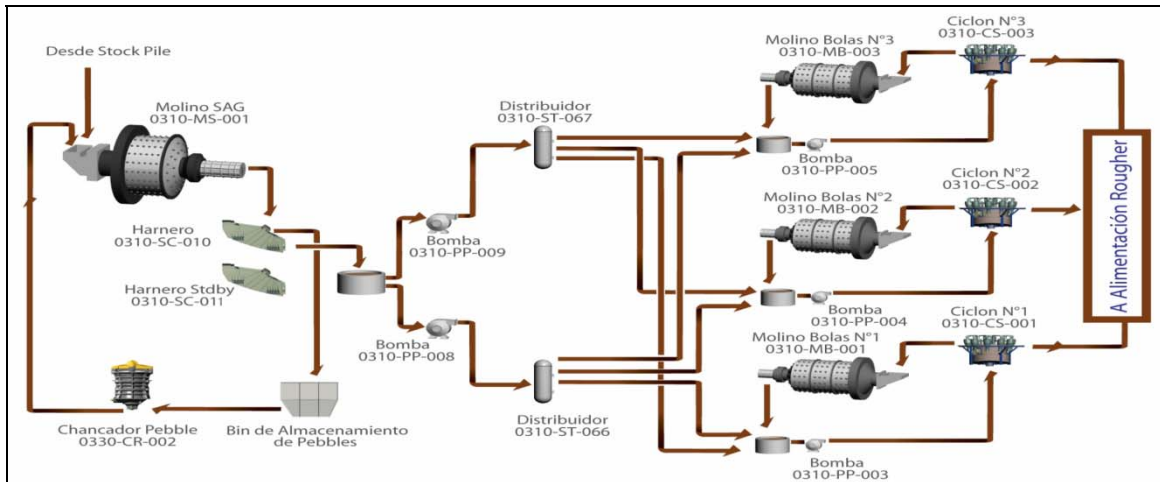


Ilustración 52: Diagrama Molienda Planta CLS. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

6.4.4. Especificaciones Técnicas

En la siguiente tabla se muestran los datos de cada molino SAG, como: la cantidad de corazas, la duración pronosticada de las corazas y el peso de cada una de ellas.

Se estudió mediante corazas de prueba implementadas en el SAG 4 la duración de estas en el tiempo, lo que finalmente determinó una duración o un desgaste similar al de las corazas de acero, esto se muestra en la figura en blanco y negro.

Molinos	Cantidad Corazas	Cambio por Mantenimiento (años)	Peso coraza metálica (kg)	Peso Polymet
SAG 1	60	3,5	1472	
SAG 2	60	3,5	1472	
SAG 3	72	1	2250	1184
SAG 4	60	1	2374,6	1798

Tabla 102: Duración de corazas antes de mantención. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

A continuación se muestra una figura tipo de una coraza Polymet con incrustaciones de acero, el menor peso de estas debiera tener un efecto esperado de un aumento de tratamiento de mineral de un 1%.

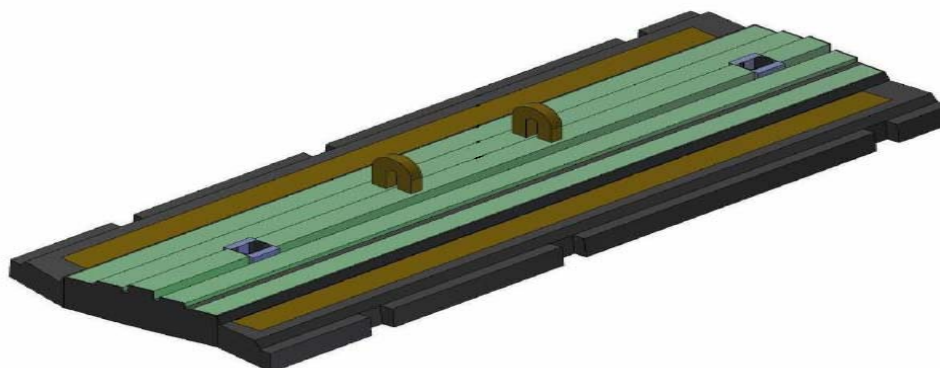


Ilustración 53: Esquema Coraza Polymet. (Fuente: Metso Minerals S.A.)

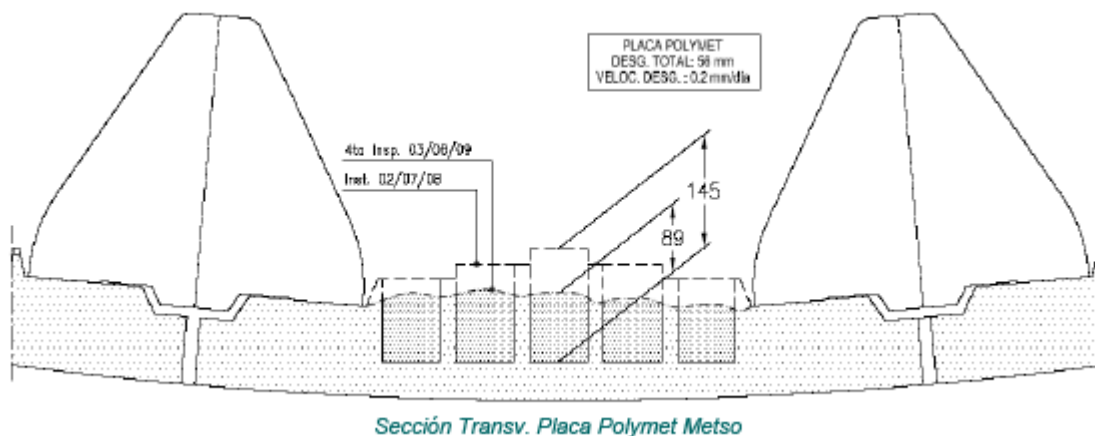


Ilustración 54: Vista Transversal Coraza Polymet. (Fuente: Metso Minerals S.A.)

6.4.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI

➤ **Cálculos de Reducciones GEI y Energía en Planta Concentradora Los Colorados.**

En el análisis de reducción de emisiones de CO_{2e} y Energía, fue necesario realizar el cálculo de los consumos específicos de cada molino, de esta forma se obtuvo en primer lugar los datos de toneladas de mineral procesadas por cada molino durante el año 2009.

	SAG 1 (t Tratadas)	SAG 2 (t Tratadas)	SAG 3 (t Tratadas)
Total	12.677.147,73	11.901.558,18	34.100.664,82

Tabla 103: Mineral procesado por molinos planta concentradora Los Colorados año 2009. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

Lo que resulta en un tonelaje total de 58.679.370,73 (t).

Luego, el consumo energético de cada molino determinado a través de las potencias instantáneas y las horas de utilización, durante el mismo año 2009, es el siguiente:

	SAG1 (kWh /día)	SAG2 (kWh /día)	SAG3 (kWh /día)
Total (kWh)	35.064.047,33	32.793.899,21	75.090.139,36

Tabla 104: Consumo Energético Molinos SAG CLC año 2009. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

El consumo total de los tres molinos SAG durante el año 2009 es de 142.948.085,89 (kWh).
 Por lo que finalmente el consumo específico para cada molino es:

	SAG 1	SAG 2	SAG 3
C.E.(kWh/t)	2,77	2,76	2,20

Tabla 105: Consumos Específicos Molinos SAG CLC.

El consumo específico total (C.E.) de los molinos en la planta concentradora Los Colorados es de 2,44 (kWh/t). Se proyecta el consumo específico para los siguientes años fiscales, considerando que este se mantiene constante en el tiempo.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
C.E. CLC (kWh/t)	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44

Tabla 106: Consumo Específico proyectado para CLC.

Luego, con el dato de consumo específico y las toneladas proyectadas para los años siguiente BAU, se calcula el consumo energético por año hasta el FY15.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Consumo Energía (MWh) Total CLC	103.606,60	97.602,95	105.183,94	114.525,39	106.652,31

Tabla 107: Consumo energético proyectado.

Entonces como se mostró anteriormente, el aumento de tonelaje en la planta concentradora Los Colorados, se obtiene el nuevo consumo específico con el proyecto de cambio de revestimientos, producto de la división de los consumos energéticos proyectados por el tonelaje procesado proyectado con el cambio de revestimientos.

En la tabla a continuación se muestran los nuevos valores de C.E. comparado con los proyectados BAU.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
C.E. Los Colorados (kWh/t)	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
C.E. c/ proyecto (kWh/t)	2,43	2,42	2,41	2,41	2,41

Tabla 108: Consumos Específicos BAU y con proyecto.

El cálculo siguiente es determinar con el nuevo C.E. y suponiendo que no se aumentarán las toneladas procesadas con el proyecto, la reducción energética producto de la disminución en el valor de C.E.

En la tabla los (kWh) ficticios muestran el consumo energético con el nuevo C.E. obtenido, luego los (kWh) reducidos, resultan de la resta entre el consumo energético proyectado BAU y el nuevo consumo energético.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
(MWh) ficticio	103.485,99	96.853,25	104.142,52	113.391,47	105.596,35
(MWh) reducidos	120,61	749,69	1.041,42	1.133,91	1.055,96
(MWh) reducidos Ac.	120,61	870,30	1.911,73	3.045,64	4.101,60

Tabla 109: Energía reducida en (MWh).

La conversión a (GJ) queda de la siguiente manera.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
(GJ) reducidos	434,21	2.698,89	3.749,13	4.082,09	3.801,47
(GJ) reducidos Ac.	434,21	3.133,10	6.882,23	10.964,32	14.765,79

Tabla 110: Energía reducida en (GJ).

La reducción de emisiones de CO_{2e} se muestra en las siguientes tablas de cálculo.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
(t CO _{2e} /MWh)	0,81664	0,87818	0,90826	0,90106	0,90106

Tabla 111: Factores de Emisión de CO_{2e} proyectados. (Fuente: IPCC).

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Emisiones reducidas (t CO _{2e})	98,49	658,36	945,88	1021,72	951,48
Emisiones reducidas Ac. (t CO _{2e})	98,49	764,28	1736,34	2744,30	3695,79

Tabla 112: Emisiones de CO_{2e} reducidas con proyecto.

➤ **Cálculos de Reducciones GEI y Energía Planta Concentradora Laguna Seca.**

De la misma forma que para el cálculo de la Planta Concentradora Los Colorados, tenemos para la Planta Concentradora Laguna Seca:

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
C.E. (kWh/t) Laguna Seca	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25

Tabla 113: Consumo Específico Molino SAG Planta Concentradora Laguna Seca.

El consumo energético proyectado para el molino SAG de la planta concentradora Laguna Seca es el siguiente:

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Consumo Energía (MWh) Total CLS	136.485,64	127.709,42	132.631,01	167.620,39	169.097,32

Tabla 114: Consumo Energético Molino SAG CLS.

Para el cálculo de reducción energética se tiene entonces los consumos específicos del Molino SAG de la planta concentradora Laguna Seca.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
C.E. Laguna Seca (kWh/t)	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
C.E. (c/ proyecto) (kWh/t)	3,25	3,24	3,22	3,22	3,22

Tabla 115: Consumos Específicos molino SAG CLS.

La reducción de energía proyectada luego de realizado el cálculo es la siguiente:

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
(MWh) ficticio	136.485,64	127.175,28	131.317,83	165.960,79	167.423,09
(MWh) reducidos	0,00	534,13	1.313,17	1.659,60	1.674,23
(MWh) reducidos Ac.	0,00	534,13	1.847,31	3.506,92	5.181,15

Tabla 116: Energía reducida proyectada CLS en (MWh).

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
(GJ) reducidos	0,00	1.922,89	4.727,44	5.974,59	6.027,23
(GJ) reducidos Ac.	0,00	1.922,89	6.650,33	12.624,92	18.652,15

Tabla 117: Energía reducida proyectada CLS en (GJ).

En cuanto a las emisiones de CO₂ se realiza el cálculo de reducción con los factores de emisión del SING.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
(t CO _{2e} /MWh)	0,81664	0,87818	0,90826	0,90106	0,90106

Tabla 118: Factores de Emisión CO_{2e}. (Fuente: CDEC SING).

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Emisiones reducidas (t CO _{2e})	0,00	469,06	1192,70	1495,40	1508,58
Emisiones reducidas Ac. (t CO _{2e})	0,00	469,06	1677,84	3159,94	4668,53

Tabla 119: Emisiones de CO_{2e} reducidas con proyecto CLS.

➤ **Total**

Juntando el proyecto incorporado en ambas plantas concentradoras los valores de reducción de energía son los siguientes.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
(GJ) reducidos	434,21	4.621,78	8.476,57	10.056,68	9.828,70
(GJ) reducidos Ac.	434,21	5.055,99	13.532,56	23.589,25	33.417,95

Tabla 120: Energía reducida total en (GJ).

Las emisiones reducidas por el proyecto se muestran a continuación.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Emisiones reducidas (t CO _{2e})	98,50	1.127,43	2.138,59	2.517,13	2.460,07
Emisiones reducidas Ac. (t CO _{2e})	98,50	1.225,93	3.364,52	5.881,65	8.341,72

Tabla 121: Emisiones de CO_{2e} reducidas totales.

6.4.6. Evaluación Económica

Para la evaluación económica fueron necesarios datos de proyección de finanzas como el margen operacional, también leyes del mineral y porcentajes de recuperación proyectados en las plantas concentradoras, de esta forma se determina el beneficio por aumento de producción que se muestra en la siguiente tabla.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Aumento de toneladas procesadas (t)	49.568,62	474.945,39	839.322,74	985.184,23	957.404,01
Ley % (5YP)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Recuperación % (5YP)	0,82	0,83	0,84	0,83	0,81
Cuf recuperado (lb)	990.142,24	11.318.556,05	20.960.174,82	25.011.583,00	19.595.087,34
Margen operacional (USD/lb) (Finanzas)	1,127	0,493	0,587	0,633	0,66
Beneficio por aumento producción (USD)	1.115.890,31	5.580.048,13	12.303.622,62	15.832.332,04	12.854.377,30

Tabla 122: Beneficios incorporación proyecto.

Luego calculado esto, se debe obtener el valor de las placas para determinar la inversión que se debe realizar según el plan de mantención y calcular luego la diferencia entre el plan actual de mantención y recambio de corazas y el plan con las nuevas corazas.

Modelo	Precio unitario (USD)
Placas Polymet	7.085
Elecmetal (diseño actual)	5.556

Tabla 123: Costo Corazas.

El gasto actual en instalación de corazas es el siguiente, según plan de recambio.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
SAG 1	333.361,81	0	333.361,81	0	0
SAG 2	333.361,81	0	333.361,81	0	0
SAG 3	400.034,17	400.034,17	400.034,17	400.034,17	400.034,17
SAG 4	333.361,81	333.361,81	333.361,81	333.361,81	333.361,81

Tabla 124: Detalle de gasto actual en instalación de corazas

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Total	1.400.119,61	733.395,98	1.400.119,61	733.395,98	733.395,98

Tabla 125: Gastos totales en instalación de corazas.

Luego, el gasto en corazas Polymet según plan de cambio en (USD), se muestra a continuación.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
SAG 1	212.550	212.550	0	212.550	0
SAG 2	212.550	212.550	0	212.550	0
SAG 3	0	510.120	510.120	510.120	510.120
SAG 4	0	425.100	425.100	425.100	425.100

Tabla 126: Detalle gasto de instalación corazas Polymet.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Total (USD)	425.100	1.360.320	935.220	1.360.320	935.220

Tabla 127: Gastos totales en instalación corazas Polymet.

Luego con la diferencia entre ambos planes de mantención y recambio, se desarrolla la tabla 128.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Diferencia Gastos mantención (USD)	975.019,60	-626.924,01	464.899,60	-626.924,01	-201.824,01

Tabla 128: Diferencia instalación corazas Polymet y Elecmetal.

Dentro de los gastos de mantención no se considera la inversión que se deberá hacer en acero para la mayor cantidad de bolas con las que contarán ahora los molinos, debido al aumento de un 3% en el nivel por lo que en las próximas evaluaciones se debiera incorporar este valor y determinar así el gasto producto de esto.

El flujo de caja del proyecto es el siguiente.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Flujo de Caja	2.090.909,91	4.953.124,12	12.768.522,22	15.205.408,02	12.652.553,28
Flujo de Caja Ac.	2.090.909,91	7.044.034,03	19.812.556,25	35.017.964,28	47.670.517,56

Tabla 129: Flujo de Caja proyecto.

El análisis económico final se muestra en la tabla a continuación

Tasa interés	10,00 %
VAN	\$ 33.829.236,33
TIR	No tiene
Payback	No tiene

Tabla 130: Análisis Económico

6.4.7. Conclusión y Discusión

El proyecto tiene un VAN bastante alto, por lo que como se verá en el capítulo de Curvas de Abatimiento, debiera estar en un lugar privilegiado para su más pronta implementación.

Por supuesto que si bien existe una modelación metalúrgica que avala el 1% de aumento de tratamiento en los molinos SAG, el valor está sujeto a pruebas preliminares o a una verificación una vez el proyecto se encuentre en funcionamiento.

Sin embargo este proyecto con los antecedentes presentados ya demuestra ser un proyecto de gran potencial para ser implementado y para luego obtener de esta forma los beneficios ambientales y económicos asociados.

6.5. Uso de Aditivo en Calentadores de Hidrometalurgia

6.5.1. Introducción

El uso de aditivos para combustibles permite ahorrar, dependiendo de cada producto, el consumo de combustible utilizado y por consiguiente reducir las emisiones de CO₂ generadas por la combustión del diesel. El proyecto de implementación de aditivos busca lograr esas reducciones principalmente, incorporando la variable de “Costo Cero”, en la medida que el consumo específico (la masa de combustible por cada °C) se reduzca. Vale decir, utilizar una masa menor de combustible por cada grado incremental de temperatura, aprovechando así una mejor combustión y el hecho de que la temperatura debería subir dada la anticipada ganancia en eficiencia que introduciría el aditivo. También es importante cumplir que, junto con un menor consumo de combustible, el agua de la salida este dentro de los rangos operacionales requeridos, principalmente (T°). Otra variable a considerar es la reducción de los costos por mantenimiento de quemadores y otros elementos asociados a la combustión en los Calentadores.

El proyecto si bien se implementará en una primera etapa en los calentadores del área de Óxidos, la idea replicarlo a los calentadores de la planta de Lixiviación de Sulfuros y Sulfuros, por lo que los cálculos posteriores de reducción energética y de emisiones se basan en la experiencia de Óxidos replicada en las otras plantas.

6.5.2. Descripción Proyecto

Se trabaja con la empresa Adizol S.A., representante del aditivo a utilizar que es el LZ8411A , por lo que en una primera etapa se procederá a trazar una línea base y posteriormente se realizará la prueba agregando este aditivo en la proporción 1:1000 (p/p).

Se determinará entonces luego de la prueba el ahorro generado en el consumo de combustible por el aditivo mediante modelos matemáticos y estadísticos, que se explicarán más adelante.

6.5.3. Detalle Proceso

El sistema es un circuito cerrado con muy poca pérdida de agua. El agua caliente va a un intercambiador de calor donde se calienta la solución de cobre para la producción del proceso de Electrowinning y retorna al calentador más fría, donde nuevamente es calentada. El proceso de Electrowinning es un intercambiador de iones y cationes en un ánodo de sacrificio, en el cual se deposita Cu hasta llegar a un Ánodo de una pureza superior al 99,98% de Cu, la temperatura del electrolito es muy importante para que se produzca esta reacción electroquímica. El operador controla solamente el electrolito en el intercambiador de calor, y su única preocupación es que se mantenga la temperatura requerida en la solución de Cu (80-90°C). Lamentablemente no hay control sobre el flujo de agua, ni tampoco sobre la cantidad de reposición. Si el agua de retorno al calentador llega muy fría automáticamente se requiere mayor flujo de combustible para llegar a la temperatura configurada del agua de salida. Lo importante es aprovechar el calor generado en la combustión para calentar el agua. Los gases de salida y su temperatura están relacionados con la cantidad de aire de combustión que ingresa al sistema y con la apertura/cierre del dumpper para mantener calor en el hogar y no perderlo por la chimenea. Por otro lado la temperatura de los gases de salida está relacionada con el punto de rocío y debe ser superior a ésta para evitar que no se genere H_2SO_4 , el cual causa corrosión de los componentes.

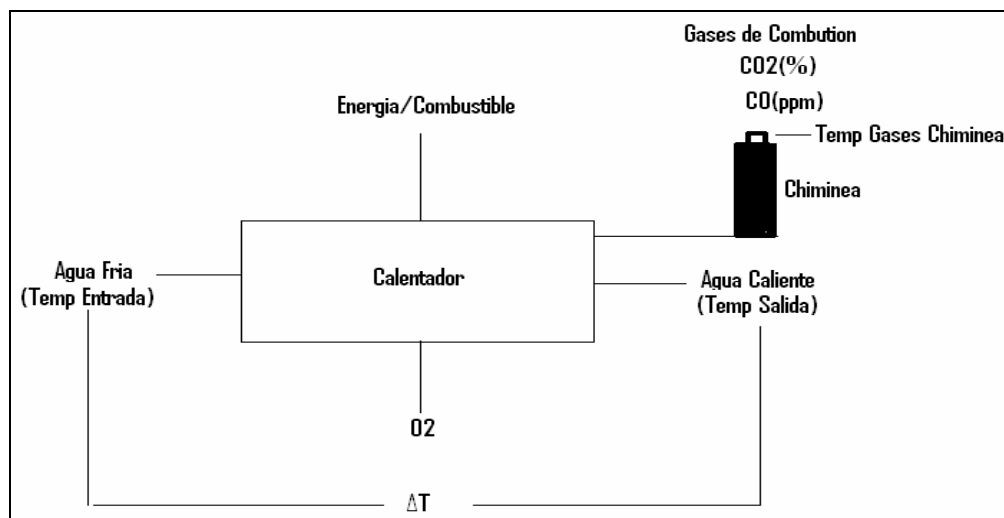


Ilustración 55: Esquema Calentador Óxidos.



Ilustración 56: Ubicación Calentadores de Óxidos.



Ilustración 57: Calentadores de Óxidos.

6.5.4. Especificaciones Técnicas

Se acordó fijar una serie de parámetros operacionales:

- Mantener el calentador n°3 como líder durante todo el periodo de evaluación.
- Operar con una sola bomba de agua.
- Fijar el contenido de O₂ en un 4% en el aire de combustión.
- Ampliar el campo de las variables externas que pueden incidir en el resultado final como por ej.: temperatura ambiente y calidad del combustible empleado, con lo cual se pudo incrementar la confiabilidad en la data analizada, buscando Modelos que puedan ser ajustados a las condiciones operacionales y aporten un alto grado de confiabilidad en el análisis de la data.

Se recopilaron datos durante 1.604 horas desde 3/1/2010 12:00:00 AM hasta 5/6/2010 20:00 PM. Se desarrollaron modelos estadísticos a los cuales se le encajaron a la totalidad de los datos, excluyendo 780 observaciones entre 03/28/2010 7:00 AM y 04/29/2010 5:00 PM cuando los sensores de gases no generaban datos válidos. Luego se excluyeron algunos valores atípicos. El efecto del aditivo participa en cada modelo como una variable binaria (1/0 que representa presencia/ausencia de este).

El aditivo tiene Fe para catalizar la combustión, es decir en el hogar se genera un incremento de temperatura que se aprovecha disminuyendo así el uso de combustible requerido. Los gases de chimenea con aditivo deberían ser similares o menores a los de la línea base. La bomba de inyección tiene un programador electrónico que modula la inyección del aditivo a una tasa constante de 1.000 (ppm) m/m de Lubrizol 8411a. Si el calentador no se encontrara a 100% de su capacidad de operación y el combustible se hubiera ajustado a un nivel menor, la dosificación del aditivo se ajustaría al requisito, manteniéndose siempre la dosis establecida en el programador. Para estas pruebas se definió el calentador n° 3 como líder, operando a plena capacidad (100% firing rate).

En el siguiente gráfico se puede observar el flujo de consumo de Diesel del calentador n°3 durante el período de prueba.

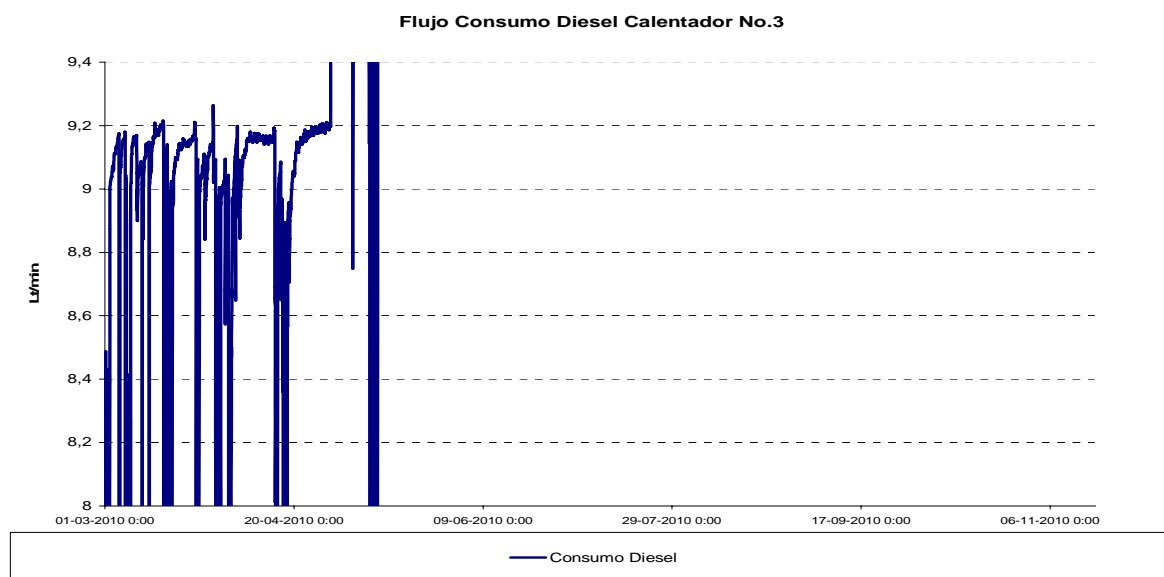


Ilustración 58: Flujo Consumo Diesel calentador n°3.

Los Modelos desarrollados son dos:

Para determinar el modelo que se ajuste a la temperatura de salida, se tomaron los datos de la temperatura de entrada al calentador, el oxígeno requerido, el consumo de Diesel y el aditivo añadido y luego se realizó con los datos seleccionados en un programa estadístico, los modelos que se presentan a continuación.

➤ **Modelo para la temperatura de salida**

Este modelo utiliza 814 observaciones, y explica casi el 97% de la variabilidad de la temperatura de salida. La temperatura del agua en la salida, depende de:

1. La temperatura del agua en la entrada (°C)
2. El consumo de combustible diesel (l /min)
3. El porcentaje de gas-O₂ (%)
4. El aditivo (su presencia o ausencia)

--

--

Tabla 131: Modelo Temperatura salida del agua.

Para este modelo el logaritmo natural de la temperatura de salida los coeficientes (multiplicados por 100) pueden interpretarse como porcentajes. Por ejemplo, un aumento en el consumo diesel de 1 (l/min) se asocia con un aumento de aproximadamente un 1,9 % en la temperatura de salida. En particular, el efecto del aditivo sobre la temperatura de salida se estima en un aumento de aproximadamente un 3,1%.

A continuación, la grafica ilustra el efecto sobre el flujo de combustible que el modelo de la temperatura de salida sugiere podría atribuirse al aditivo. La línea negra corresponde a combustión sin aditivo y la roja a combustión con aditivo. El flujo que se estima dependiente de la temperatura de salida a su vez que el oxigeno y la temperatura de los gases de chimenea se mantienen fijos en sus valores promedios.

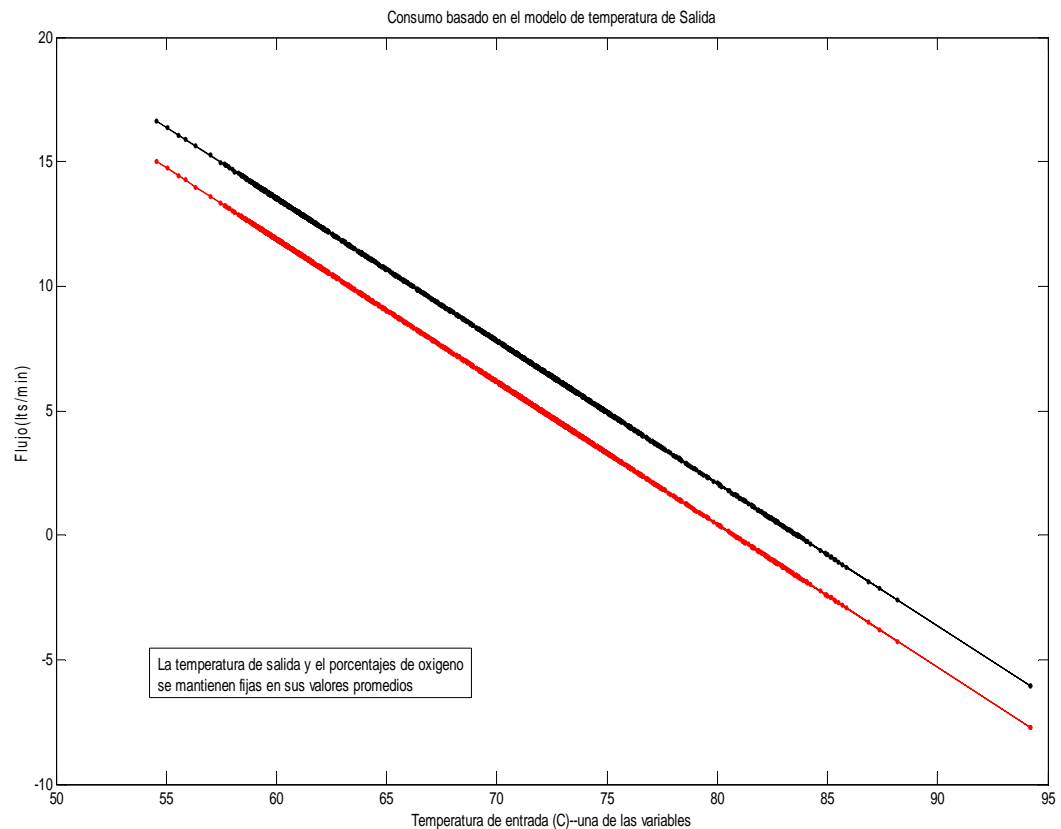


Ilustración 59: Efecto de la combustión con y sin Aditivo sobre el flujo de combustible.

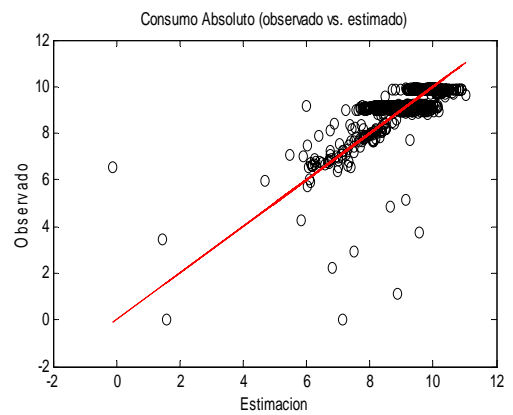
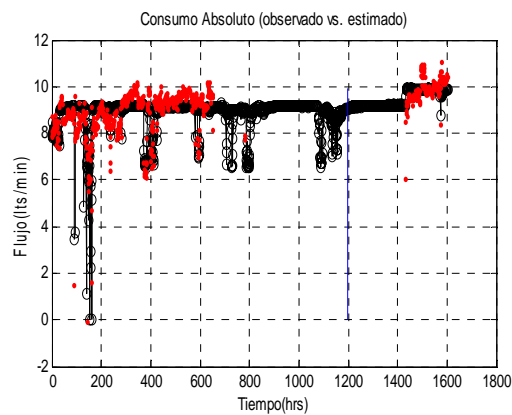
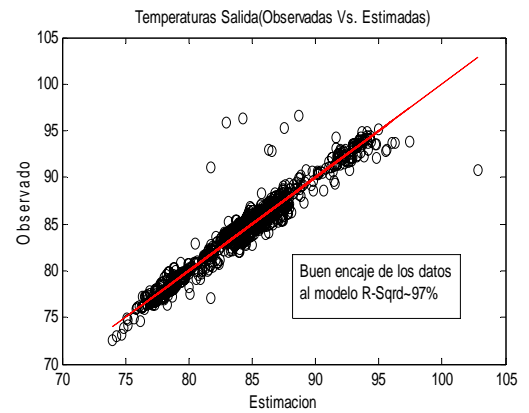
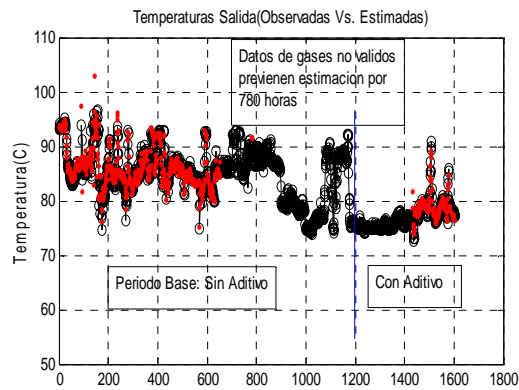


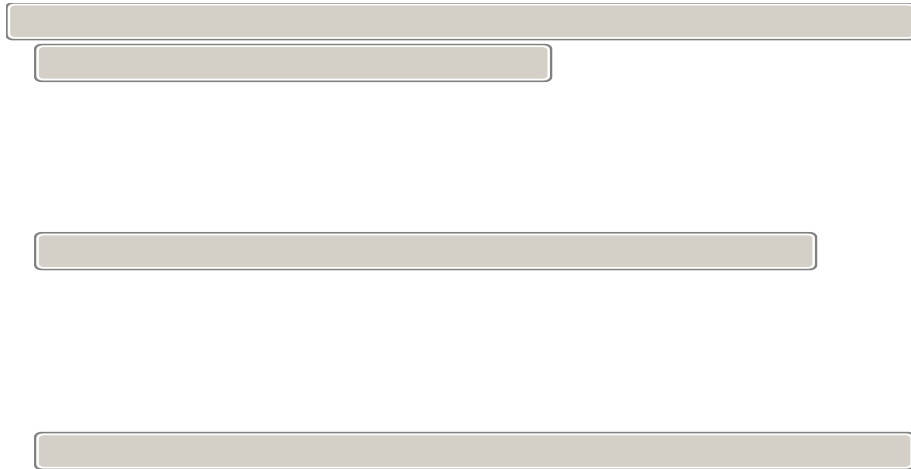
Ilustración 60: Gráficas de resumen del Modelo de Temperatura de Salida.

➤ **Modelo para la temperatura de gases de chimenea**

Este modelo utiliza 802 observaciones, y explica el 99.5% de la variabilidad de la temperatura de los gases de chimenea. La temperatura de los gases de chimenea, depende de:

1. La temperatura del agua de la salida (°C)
2. El consumo de combustible diesel (l /min)
3. El porcentaje de gas-O₂ (%)
4. El aditivo (su presencia o ausencia)

En el modelo la temperatura de los gases de chimenea en su escala original cada coeficiente se interpreta como un cambio parcial en la temperatura de los gases asociada a un incremento de una unidad en esa variable. Por ejemplo, un aumento en el consumo diesel de 1 (l/min) por minuto se asocia con un aumento de 8,4 °C en la temperatura de los gases de chimenea. En particular, el efecto del aditivo sobre la temperatura de salida se estima en un aumento 18,9 °C.



Response T_ch1

Tabla 132: Modelo Temperatura Gases de Chimenea

Summary of Fit

RSquare
 RSquare Adj
 Root Mean Square Error
 Mean of Response
 Observations (or Sum Wgts)

Analysis of Variance

Source	DF	Sum of Squares
Model	4	69091.1
Error	797	336.8
C. Total	801	69427.9

Parameter Estimates

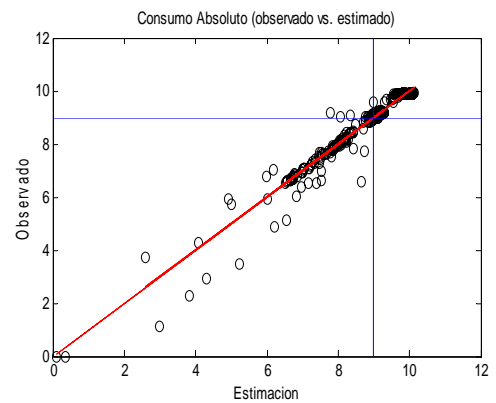
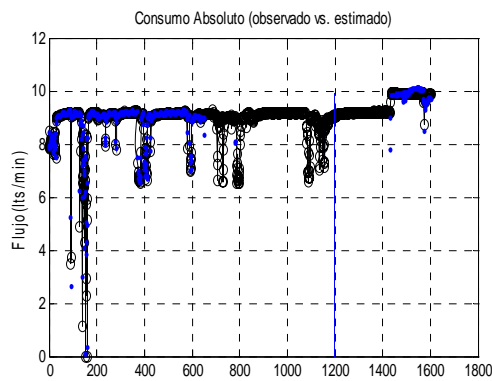
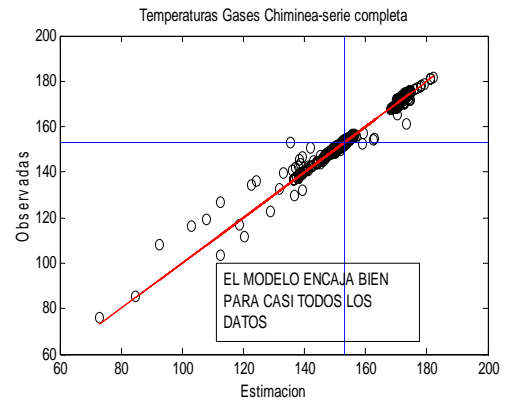
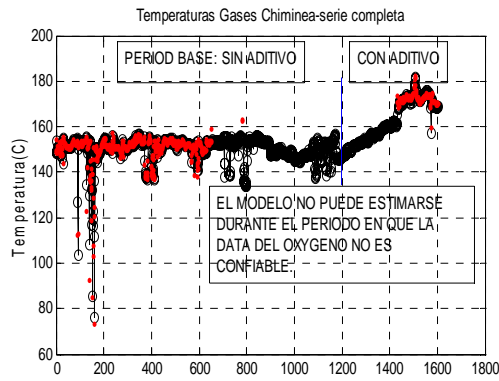


Ilustración 61: Gráficas de resumen del Modelo de Temperatura Gases de Chimenea.

A continuación, la grafica ilustra el efecto sobre el flujo de combustible que el modelo de la temperatura de los gases de chimenea sugiere podría atribuirse al aditivo. La línea negra corresponde a combustión sin aditivo y la roja a combustión con aditivo. El flujo que se estima como dependiente de la temperatura de salida a su vez que el oxígeno y la temperatura de los gases de chimenea se mantienen fijos en sus valores promedios. Este efecto parece ser demasiado alto, aunque los datos crudos indican que esta temperatura incrementa linealmente por 250 horas inmediatamente después de inyectar aditivo y luego salta justamente cuando los sensores de gases vuelven a funcionar normalmente. Este salto se nota también en el Delta T y tiene a su vez el efecto de disminuir matemáticamente el consumo específico.

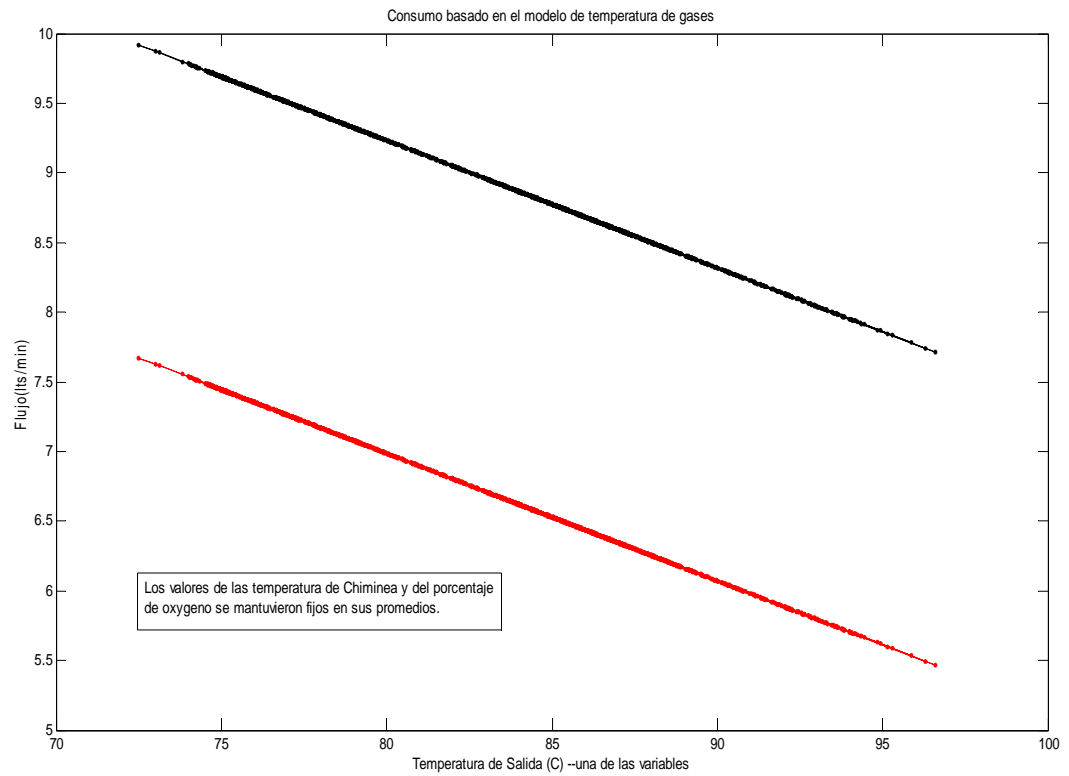


Ilustración 62: Efecto de la combustión con y sin Aditivo sobre el flujo de combustible.

En la ilustración siguiente se muestran 2 gráficos, de consumo absoluto de combustible y de consumo específico, aunque se ve un aumento en (l/min) en el consumo absoluto de Diesel en el período con aditivo, también existe en este mismo período una baja en el consumo específico debido al uso de este mismo.

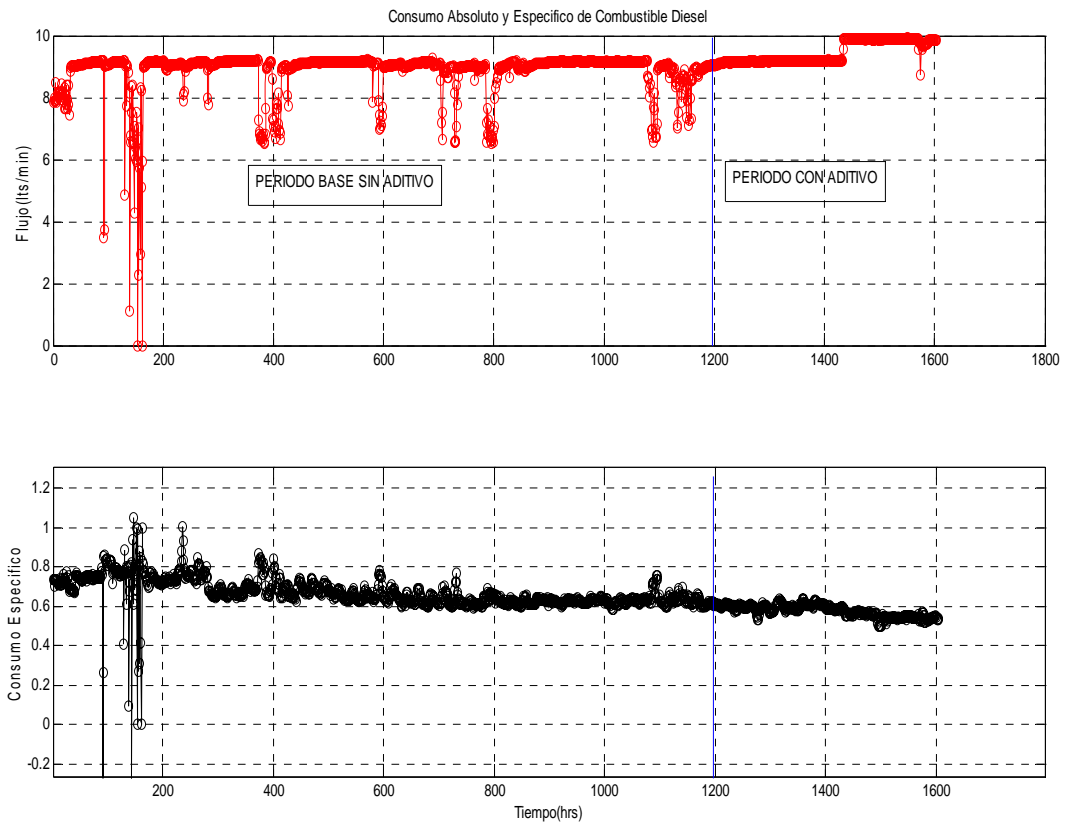


Ilustración 63: Consumo Absoluto y Especifico de Combustible Diesel.

En el gráfico de la ilustración 64 se muestra la eficiencia del calentador y una disminución de esta misma en el período con aditivo, sin embargo los resultados posteriores del análisis de los calentadores demuestran un ahorro en el consumo y se entiende que esta eficiencia fue afectada por el aumento de la temperatura de los gases de chimenea debido a la mayor entrega de calor producida de la combustión con el aditivo.

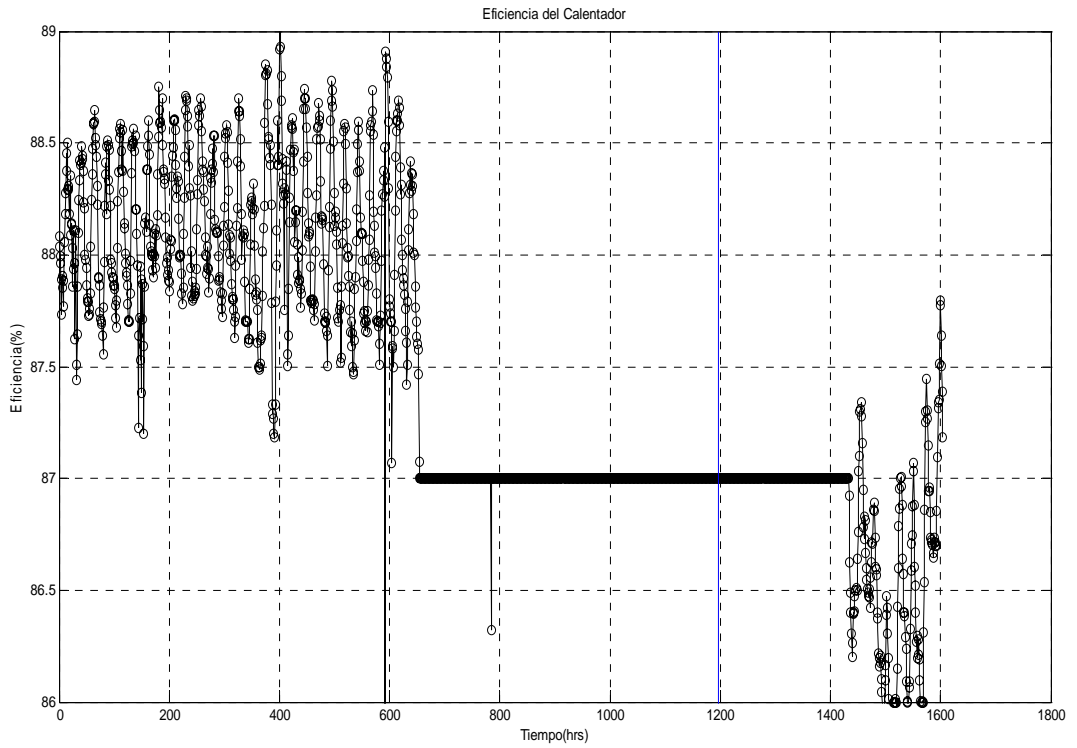


Ilustración 64: Eficiencia de Calentador.

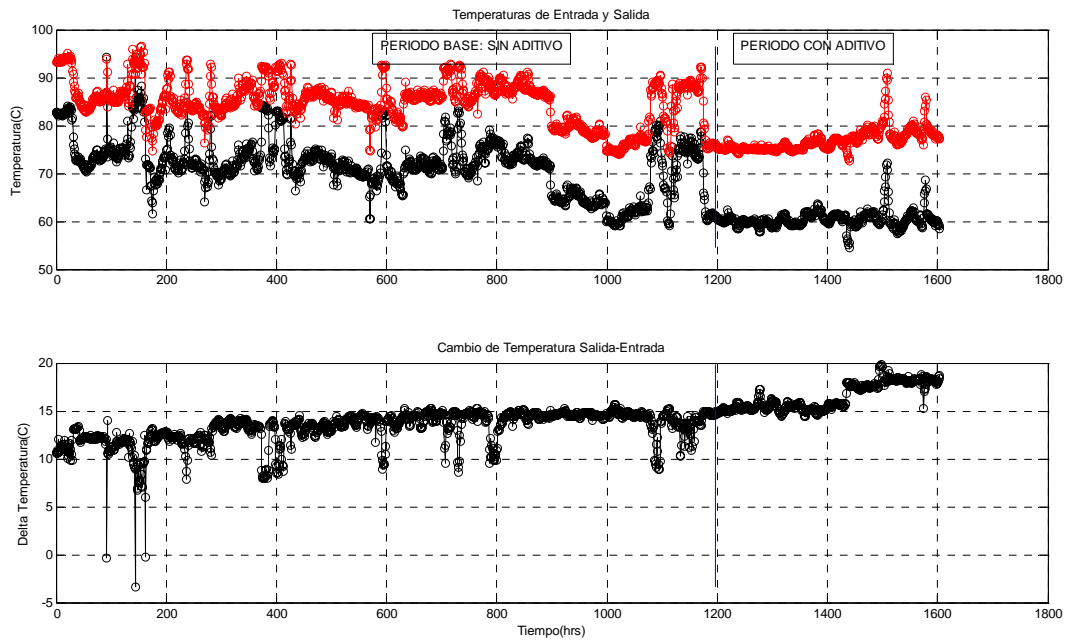


Ilustración 65: Temperaturas de Salida y Entrada.

En la ilustración 65 los datos color rojo muestran la temperatura de salida del agua del calentador y los datos de color negro las temperaturas de entrada del agua al calentador. En el segundo gráfico de la figura se muestra el delta de temperatura, observándose un aumento en el período con aditivo.

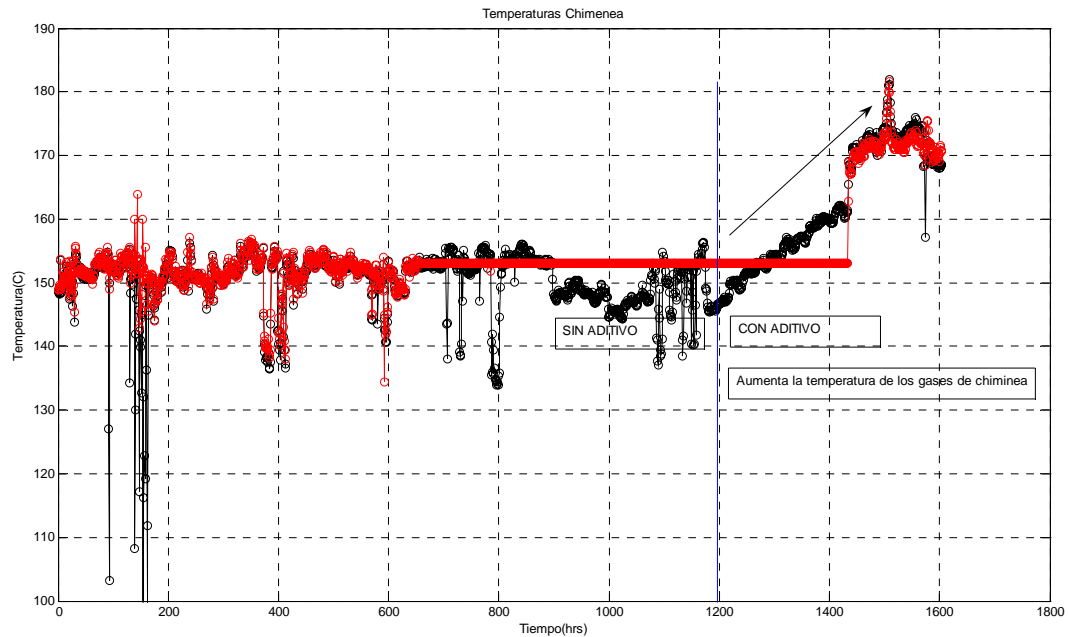


Ilustración 66: Temperatura Gases de Chimenea en (°C).

La ilustración 66 muestra el aumento de la temperatura de los gases de chimenea en el período con aditivo. Los datos en color negro, son los obtenidos de las pruebas y los datos en color rojo son los resultados del modelo aplicado.

La ilustración 67 muestra con mejor detalle el aumento de la diferencia de temperatura en el período con aditivo.

Los gráficos de la ilustración 68 muestran los cambios en las concentraciones de los gases de salida en los períodos con aditivo y sin aditivo, el aumento de concentraciones de CO₂ se debe principalmente a que la combustión se realiza de forma más completa.

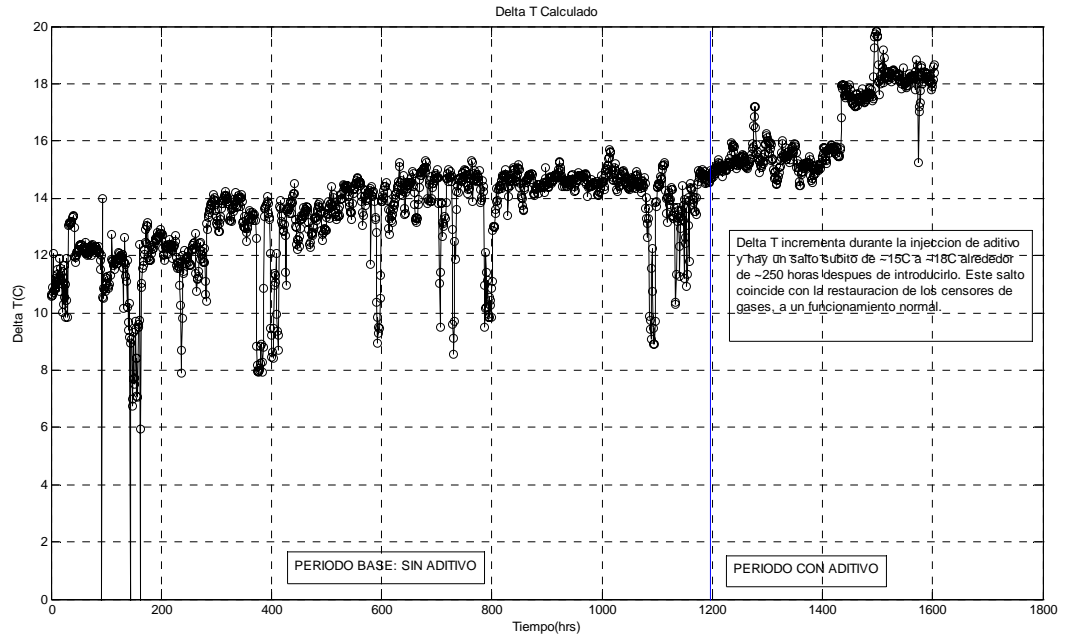


Ilustración 67: Diferencia de Temperatura Salida-Entrada.

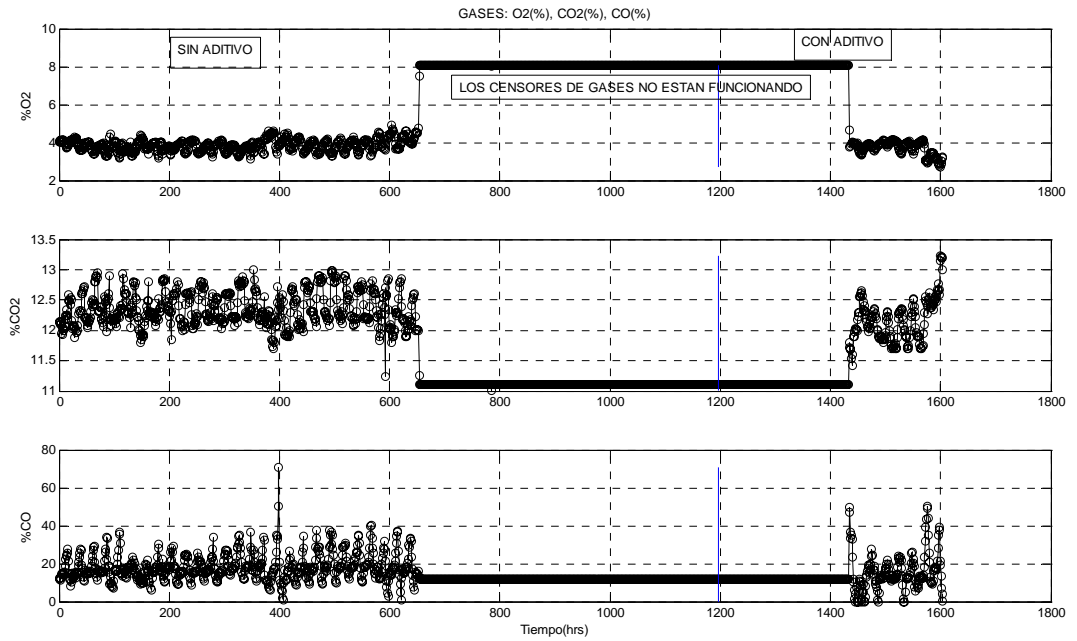


Ilustración 68: Porcentaje de gases de combustión en períodos con y sin Aditivo.

➤ Validación de Modelos

Para validar estos modelos se requiere luego realizar un test de hipótesis, cuyos valores a ser demostrados se pueden observar en el gráfico “Test de Hipótesis”, la data utilizada y la construcción de este mismo, no representa valores reales sino que tendencias esperadas para las siguientes variables:

- Consumo Absoluto (l/min)
- C.E. específico x 10
- Delta de T° (°C)
- T° Ambiente (°C)
- Consumo Absoluto proyectado **sin aditivo** (l/min)
- Consumo Absoluto proyectado **con aditivo** (l/min)

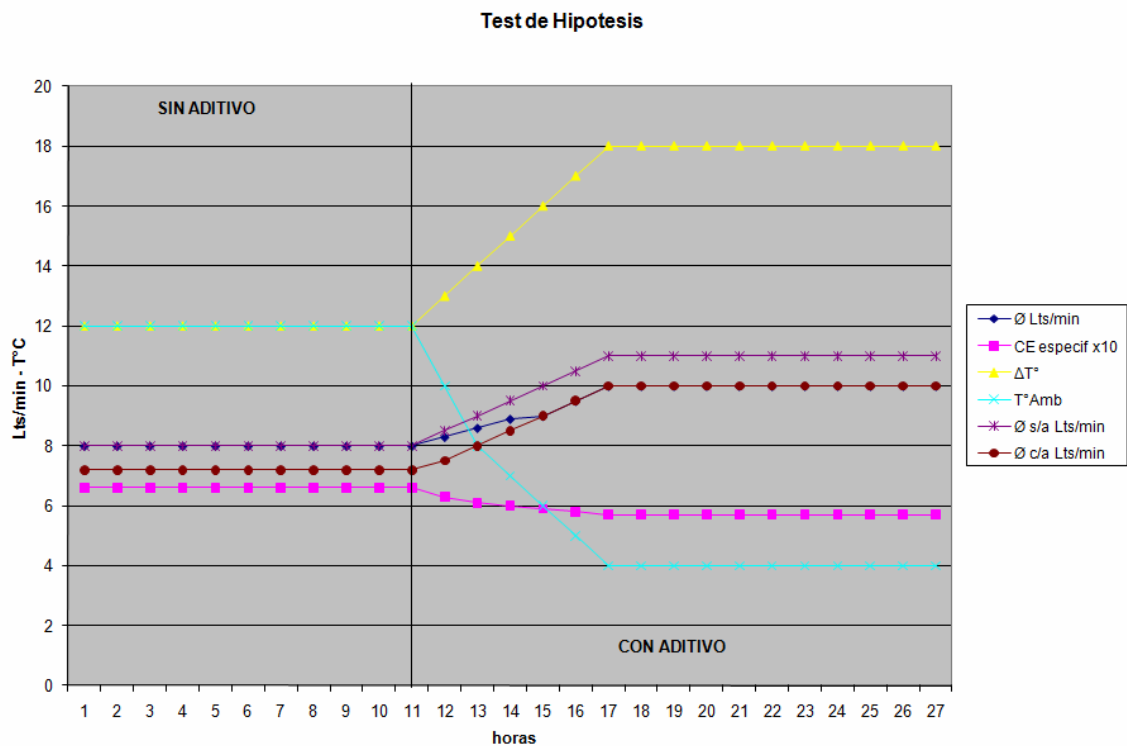


Ilustración 69: Tendencias según Test de Hipótesis.

Para validar el Test de Hipótesis se presenta a continuación una grafica que representa 1596 mediciones, que incluyen la data recogida durante el periodo de evaluación de las siguientes variables.

- Temperatura Ambiente ($T^{\circ}\text{Camb}$)
- Consumo Absoluto (Cabs (l/min))
- Delta T° agua salida – agua entrada ($^{\circ}\text{C}$)
- Consumo Especifico (CE x 10 l/ $^{\circ}\text{C}$ -min), esta variable se amplificó por 10 para utilizar una escala de gráfico consistente.

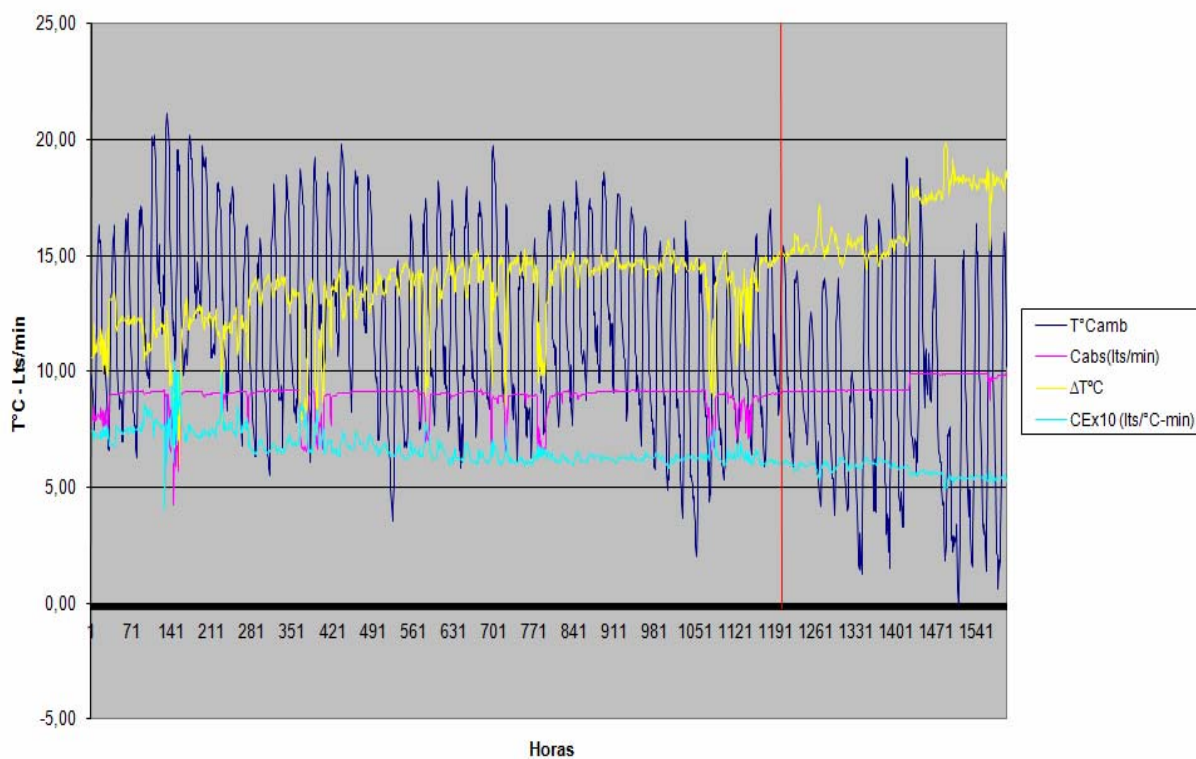


Ilustración 70: Valores y tendencias de datos reales.

Tomando como base los Consumos Específicos informados en anteriormente como antecedentes válidos y confirmados, cuyos valores son los siguientes:

C.E. (Sin Aditivo) = 0,66 (l/°C-min)

C.E. (Con Aditivo) = 0,57 (l/°C-min)

Se procedió a proyectar los Consumos Absolutos con y sin aditivo a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{ConsumoAbsoluto}\left(\frac{l}{\text{min}}\right) = \Delta\text{Temperatura}(\text{°C}) \cdot \text{C.E.}\left(\frac{l}{\text{°C} \cdot \text{min}}\right)$$

Ecuación 13: Consumo Absoluto.

A partir de este punto se trabajo con la data generándose el siguiente gráfico que refleja los consumos absolutos reales durante la prueba y los consumos proyectados que se deberían haber obtenido en la etapa pre-aditivación o post-aditivación.

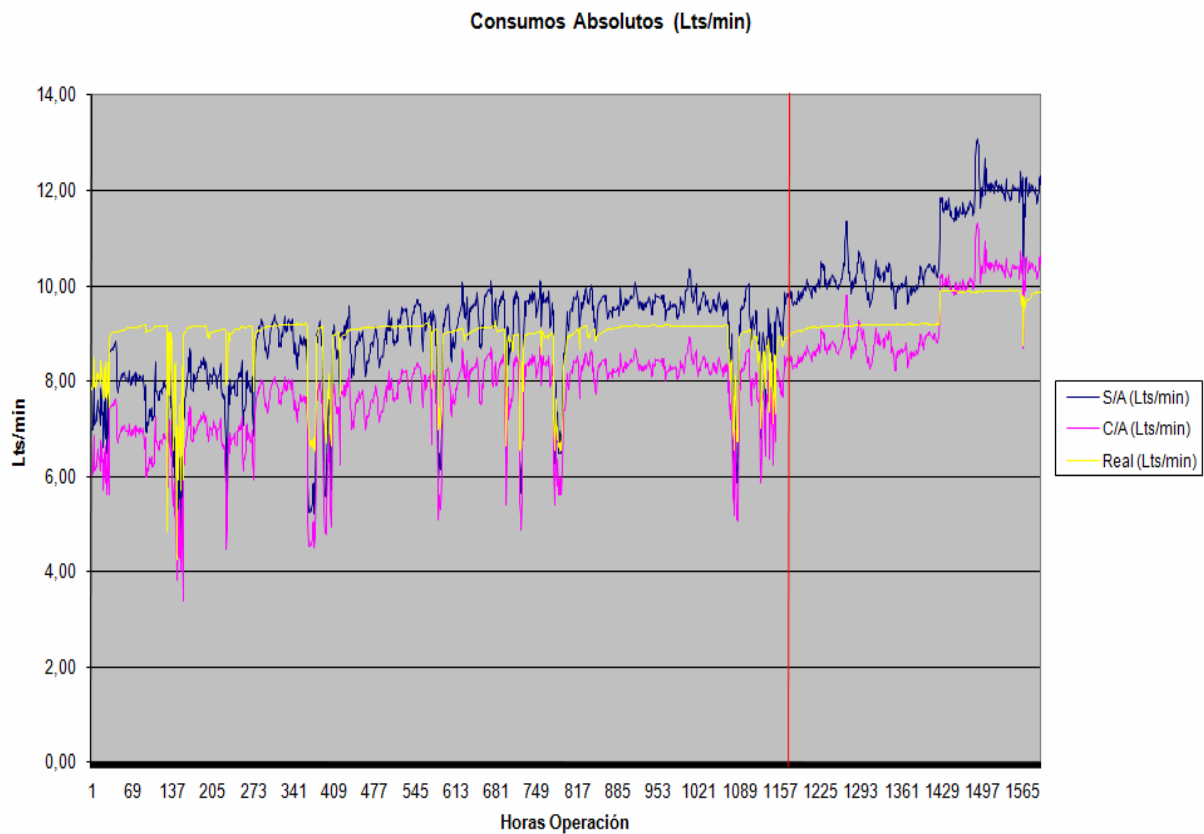


Ilustración 71: Consumos Absolutos reales y proyectados.

De los resultados obtenidos y tomando la mediana para la comparación se puede establecer que:

- El consumo absoluto proyectado trabajando **sin aditivo** es del orden de 9,4686 (l/min).
- El consumo absoluto proyectado trabajando **con aditivo** es del orden de 8,193 (l/min).
- La disminución de consumo proyectado **con aditivo** es del orden de 1,29 (l/min).
- El menor consumo de Petróleo Diesel es del orden de 13,63 %.

6.5.5. Cálculos de Reducción de Energía y GEI

Se tienen entonces los consumos proyectados de consumo de Diesel para los calentadores de Óxidos, Sulfuros y Lixiviación de Sulfuros, plantas para las cuales se desarrollara la evaluación de reducción de emisiones replicando los resultados de los calentadores de Óxidos.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Consumo Diesel	(m ³)	23.009,00	23.008,73	23.008,73	23.008,96	23.008,96

Tabla 133: Consumos Diesel proyectados.

Con la estimación de ahorro de un 13,63% de combustible Diesel, se construye la siguiente tabla de consumos proyectados de Diesel y Aditivo.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Consumo Diesel c/ aditivo	(m ³)	19.872,88	19.872,64	19.872,64	19.872,84	19.872,84
Consumo Aditivo	(m ³)	19,87	19,87	19,87	19,87	19,87
Ahorro Diesel	(m ³)	3.136,13	3.136,09	3.136,09	3.136,12	3.136,12

Tabla 134: Consumos Diesel con ahorro esperado.

Luego las emisiones reducidas son las siguientes:

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Factor de Emisión	(t CO _{2e} /m ³)	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72

Tabla 135: Factores de Emisión Diesel.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Emisiones	(t CO _{2e})	8.530,27	8.530,16	8.530,16	8.530,25	8.530,25
Reducción Emisiones Ac.	(t CO _{2e})	8.530,27	17.060,43	25.590,59	34.120,84	42.651,09

Tabla 136: Reducción de Emisiones de CO_{2e}.

Luego para la reducción en el consumo de energía se multiplica por el factor 36,55, que es el valor en (GJ) que tiene 1 (m³) de Diesel.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Energía reducida	(GJ)	114.625,44	114.624,07	114.624,09	114.625,22	114.625,22
Energía reducida Ac.	(GJ)	114.625,44	229.249,51	343.873,59	458.498,81	573.124,03

Tabla 137: Reducción Energía consumida en (GJ).

6.5.6. Evaluación Económica

Finalmente en la evaluación económica se toman los valores entregados por Finanzas proyectados para el Diesel en (USD).

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Costo Diesel	(USD /l)	0,51	0,65	0,67	0,68	0,68
	(USD /m ³)	508,62	649,01	667,38	679,77	679,77

Tabla 138: Costo Diesel proyectado.

El aditivo tiene un valor aproximado entregado por el proveedor de 14,4 (USD/m³), con este valor se realizó la evaluación contenida en las tablas siguientes.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Costo Diesel + Aditivo	(USD /m ³)	508,62	649,01	667,38	679,77	679,77
Costo Total Aditivo	(USD/año)	149.046,56	149.044,78	149.044,80	149.046,27	149.046,27
Ahorro Diesel	(USD/año)	1.595.086,46	2.035.348,14	2.092.974,14	2.131.830,41	2.131.830,41

Tabla 139: Costos de Diesel y Aditivo proyectados.

		FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Flujo de Caja	(USD/ año)	1.446.039,90	1.886.303,36	1.943.929,34	1.982.784,14	1.982.784,14
Flujo de Caja Ac.	(USD)	1.446.039,90	3.332.343,26	5.276.272,60	7.259.056,73	9.241.840,87

Tabla 140: Flujo de Caja.

El proyecto arrojó los siguientes resultados en el análisis económico.

Tasa interés	10,00 %
VAN (USD)	\$ 6.919.434,20
TIR	No tiene
Payback (años)	No tiene

Tabla 141: Análisis Económico.

6.5.7. Conclusión y Discusión

El uso de aditivos en los calentadores, arroja resultados sumamente positivos en el balance económico, además de cumplir completamente con los requerimientos de temperaturas de salida deseadas para el agua. Se debe destacar que si bien la prueba fue un éxito, al replicarlo en los calentadores de las plantas de Sulfuros y Óxidos puede que no se obtenga un ahorro como el obtenido, debido a las distintas características de los calentadores. Por lo que se recomienda monitorear los flujos y consumos de combustible cuando se esté aplicando el aditivo.

Cabe mencionar además que como forma de afinar la evaluación económica, se debe considerar para la posteridad la inversión que involucra la instalación de un estanque con inyector disponible para todos los calentadores.

6.6. Otros Proyectos Incorporados en las Curvas de Abatimiento

Dentro de los proyectos evaluados para ser incorporados para su posterior discriminación en las curvas de abatimiento, se encuentran proyectos que para fines de este proyecto de título sólo se nombrarán, ya que el desarrollo de su evaluación no posee mayor relevancia en el ámbito de la Ingeniería Química. Por lo que si bien es preciso incorporarlos con sus respectivos resultados, sólo se darán los antecedentes más significantes.

6.6.1. Análisis de Eficiencia Compresores Coloso

Se realizó un análisis de los compresores existentes en Coloso para determinar si existen ineficiencias en el sistema, ya sea por fugas de aire, por mal diseño del sistema, necesidades de flujo de aire mayores a las existentes o por mal funcionamiento de los compresores que hoy se encuentran operando. En Puerto Coloso existen 2 líneas de aire comprimido, por lo tanto tenemos compresores para secado de concentrado y compresores para los filtros prensa. En el análisis se determinó que la capacidad de acumulación de ambas plantas cumple con los requerimientos de caudal y presión, los diámetros de la red son adecuados para el caudal y las caídas de presión. Sin embargo se encontraron otros defectos en la demanda de aire y en funcionamiento de los compresores, los cuales se encontraban operando a bajas eficiencias.

El proyecto final por lo tanto se presenta como un arriendo de equipos nuevos más eficientes de la empresa proveedora que realizó el análisis. Los resultados se muestran a continuación.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción emisiones (t CO _{2e})	20.293,52	21.822,79	22.570,28	22.391,36	22.391,36
Reducción emisiones (t CO _{2e}) Ac.	20.293,52	42.116,31	64.686,59	87.077,95	109.469,31

Tabla 142: Reducción de Emisiones de CO_{2e}.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
(GJ) Reducidos	8.946,00	8.946,00	8.946,00	8.946,00	8.946,00
(GJ) Reducidos Ac.	8.946,00	17.892,01	26.838,02	35.784,02	44.730,03

Tabla 143: Reducción de consumo de Energía (GJ).

VAN	\$ 9.420.112,55
-----	-----------------

Tabla 144: Análisis Económico.

6.6.2. Gestión Energética Planta Concentradora Laguna Seca.

Se realizó un estudio por una empresa consultora para determinar que tipo de gestión energética se puede llevar a cabo en la planta concentradora Laguna Seca y de esta forma implementar indicadores que permitan operar bajo parámetros e índices de energía. Se busca reducir y hacer más eficiente el uso de la energía en la operación de la planta.

El proyecto contempla las siguientes etapas:

1. Jerarquización de Pareto
2. Elaboración de Indicadores de Eficiencia Energética
3. Habilidad de Indicadores de Eficiencia Energética en línea
4. Análisis y gestión de la dispersión operativa
5. Investigación de la relación causa-efecto y su impacto en el proceso
6. Motivación y Aprendizaje
7. Aplicación de Mejores Prácticas

Se analizaron datos de la molienda en la planta como consumos específicos, potencias, toneladas procesadas, para obtener los indicadores a implementar basados también en experiencias en moliendas de otras plantas concentradoras de minerales. Para tal efecto fue necesario incorporar datos de dureza del mineral y granulometría. A continuación los resultados arrojados por este proyecto.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Emisiones (t CO _{2e})	55.655,15	56.000,80	60.151,02	75.416,84	76.081,34
Reducción Emisiones (t CO _{2e}) Ac.	55.655,15	111.655,95	171.806,97	247.223,81	323.305,16

Tabla 145: Reducción de Emisiones de CO_{2e}.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Energía (GJ)	24.534,50	22.956,90	23.841,60	30.131,25	30.396,74
Reducción Energía (GJ) Ac.	24.534,50	47.491,40	71.332,99	101.464,24	131.860,98

Tabla 146: Reducción de consumo de Energía (GJ).

VAN	\$ 2.861.627,73
-----	-----------------

Tabla 147 Tabla 148: Análisis Económico.

6.6.3. Uso de Aditivos en Camiones de Extracción.

Los aditivos para combustibles de petróleo son capaces de optimizar la eficiencia del motor a través principalmente de la limpieza del sistema de inyectores y mejoras en las propiedades químicas de la mezcla diesel-aditivo que permiten aumentar la eficiencia de la combustión, otorgando una mayor concentración de cetanos en el combustible. El ahorro de combustible entonces es la consecuencia del aporte en estos términos del aditivo añadido.

Actualmente existen en el mercado una gran cantidad de aditivos para combustibles provenientes del petróleo, cada uno incorpora distintas propiedades al sistema de combustión, por lo que se debe analizar según sus características cada uno dependiendo principalmente de su ahorro potencial en combustible y su costo unitario, de tal forma de determinar cuál es el que cuenta con las mejores condiciones de ser utilizado, dependiendo también de las características del proceso y cuál es el objetivo que se persigue, ya sea ahorro en términos

económicos, en términos ambientales; emisiones de GEI o finalmente mejoras en la mantención del equipo.

Se desarrollo el análisis de este proyecto con un aditivo disponible en el mercado que considera ahorros en el consumo de combustible de cerca del 15%, sin embargo se evaluó este proyecto bajo un 10% de ahorro. El proyecto estima un ahorro del 10% para los años de evaluación anteriormente acordados (hasta el año fiscal 2015), para la flota de 120 camiones, sobre el consumo proyectado para estos. La inversión que se debe realizar es baja, ya que sólo se debe costear la prueba inicial de 6 meses aproximadamente y la instalación de un estanque con inyector. A continuación los resultados de esta evaluación.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Emisiones (t CO _{2e})	24.318,30	47.287,59	53.860,37	57.069,75	59.514,41
Reducción Emisiones (t CO _{2e}) Ac.	24.318,30	71.605,89	125.466,26	182.536,00	242.050,41

Tabla 149: Reducción de Emisiones de CO_{2e}.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Energía (GJ)	322.041,24	626.217,90	713.259,59	755.760,58	788.134,68
Reducción Energía (GJ) Ac.	322.041,24	948.259,14	1.661.518,73	2.417.279,31	3.205.413,99

Tabla 150: Reducción de consumo de Energía (GJ).

VAN	\$ 14.771.297,13
-----	------------------

Tabla 151: Análisis Económico.

6.6.4. Disminución Potencia Camiones Komatsu.

Minera Escondida cuenta con la flota de camiones Komatsu 930E con motores Cummins de 2700 HP nominal con las características de ajuste de su potencia por lo que se realizó la disminución del ajuste a los nueve camiones de esta flota.

Se espera un menor consumo de aprox. 233 (m³) de diesel anualmente, asociado a esta disminución obtener una menor emisión de Gases Efecto Invernadero de 630 (tCO_{2e}/año). De acuerdo a las mediciones realizadas en terreno.

Para comprobar si la disminución del ajuste de la potencia del motor de 2700 (HP) a 2600 (HP) generaba un ahorro en el consumo de combustible, se realizó un test de hipótesis a las mediciones obtenidas.

Para este análisis se compararon los consumos de combustible (gal/h) del motor antes (línea base) y con ajuste en 2600 (HP) (línea nueva).

Con este test se demuestra estadísticamente que hay una diferencia de 5,72 (gal/h), siendo mayor el consumo de combustible del motor de la línea base, se considerará como ahorro esperado el menor del rango en este caso 5,5 (gal/h) aprox. A continuación la evaluación del proyecto.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Emisiones (t CO _{2e})	643,79	643,79	643,79	643,79	643,79
Reducción Emisiones (t CO _{2e}) Ac.	643,79	1.287,59	1.931,39	2.575,19	3.218,99

Tabla 152: Reducción de Emisiones de CO_{2e}.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Energía (GJ)	8.537,32	8.537,32	8.537,32	8.537,32	8.537,32
Reducción Energía (GJ) Ac.	8.537,32	17.074,65	25.611,98	34.149,31	42.686,64

Tabla 153: Reducción de consumo de Energía (GJ).

VAN	\$ 556.684,10
-----	---------------

Tabla 154: Análisis Económico.

6.6.5. Factor de Carga y Microfractura en Roca.

Este proyecto es la réplica del estudio realizado en un sector de la mina, donde el mineral tiene valores de SPI, o dureza más altos, por lo que basado en experiencias de otros minerales y la ya existente en tronaduras y explosivos, se probó aumentando los pozos de explosivo por tonelada de material de un banco, permitiendo principalmente la microfractura de la roca, capaz de liberar el mineral contenido y facilitar de este modo el trabajo de molienda de las plantas concentradoras.

El estudio se enfocó en verificar los valores de consumos específicos (kW/t mineral procesado) en los molinos de la planta concentradora Laguna Seca. El aumento de toneladas procesadas en la planta permitió una disminución del consumo específico del molino SAG de Laguna Seca de aproximadamente un 5%. Esta disminución permite evaluar y replicar en la planta concentradora Los Colorados la utilización de un mayor factor de carga en el mineral que ingresa a esta planta.

Los resultados de esta evaluación se muestran a continuación.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Reducción Emisiones (t CO _{2e})	32.261,35	34.743,30	35.497,15	35.950,50	36.139,89
Reducción Emisiones (t CO _{2e}) Ac.	32.261,35	67.004,65	102.501,80	138.452,30	174.592,19

Tabla 155: Reducción de Emisiones de CO_{2e}.

	FY 11	FY 12	FY 13	FY 14	FY 15
Reducción Energía (GJ)	142.217,9206	142.426,2645	140.697,3136	143.632,8294	144.389,5045
Reducción Energía (GJ) Ac.	142.217,9206	284.644,1851	425.341,4987	568.974,3281	713.363,8326

Tabla 156: Reducción de consumo de Energía (GJ).

VAN	\$ 138.866.697,42
-----	-------------------

Tabla 157: Análisis Económico.

6.6.6. Calentadores Solares Campamento 2000.

La utilización de la energía solar en el II región de Chile y principalmente en gran parte del norte del país es una alternativa bastante atractiva debido a los índices de radiación solar que posee esta zona.

En vista de esto se realizó una prueba piloto en el campamento 2000 de Minera Escondida, específicamente en uno de los módulos habitacionales, instalando paneles de concentración solar para calentar agua sanitaria y disminuir el consumo de los termos eléctricos utilizados para este mismo propósito y elevar la temperatura del agua desde 15 °C hasta 45 °C.

El proyecto se evaluó como piloto y no se replicó a la totalidad del campamento, debido principalmente a que se debe modificar en su totalidad el diseño del sistema, ya que requiere de una gran cantidad de paneles y de una locación disponible para estos fines.

En las tablas siguientes se pueden observar los resultados obtenidos de este proyecto piloto, que al igual que en el proyecto de la Granja Solar, no presenta reducción energética, sólo disminución de emisiones de GEI.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Emisiones (t CO _{2e})	460,97	495,71	512,69	508,63	508,63
Reducción Emisiones (t CO _{2e}) Ac.	460,97	956,68	1.469,37	1.978,00	2.486,63

Tabla 158: Reducción de Emisiones de CO_{2e}.

VAN	-\$ 70.776,07
-----	---------------

Tabla 159: Análisis Económico.

6.6.7. Mejora de contacto en celdas Electrowinning con Antisulfatante.

El antisulfatante es un polímero orgánico utilizado para proteger los contactos eléctricos de la sulfatación y para mantener o optimizar su conductividad. La aplicación de este antisulfatante se realiza sobre las barras de contacto, permitiendo un ahorro en el consumo energético de aproximadamente entre un 3 a un 4%. La aplicación del antisulfatante se realiza de forma manual siendo esta una de las complicaciones mayores del producto.

Otra dificultad de la aplicación del antisulfatante, es que al ser un polímero orgánico, tiene la particularidad de distribuirse en la superficie del electrolito y formar una capa de orgánico en su superficie. En estas condiciones el producto afecta los tiempos de separación de fases en la etapa de reextracción entregando tiempos de separación superiores a los 5 minutos.

Sin embargo esto se da bajo condiciones extremas de alta concentración del antisulfatante y es necesario realizar una prueba que determine las características del electrolito bajo la implementación del antisulfatante. Aún con estas dificultades el proyecto estima un ahorro bastante considerable en el consumo energético lo que permitiría disminuir emisiones de GEI. A continuación la evaluación de este proyecto.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Emisiones (t CO _{2e})	4.799,93	6.690,97	8.306,27	6.661,52	6.661,52
Reducción Emisiones (t CO _{2e}) Ac.	4.799,93	11.490,90	19.797,17	26.458,70	33.120,22

Tabla 160: Reducción de Emisiones de CO_{2e}.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Reducción Energía (GJ)	21512,22	27886,02	33471,66	27058,32	27058,32
Reducción Energía (GJ) Ac.	21512,22	49398,25	82869,92	109928,25	136986,58

Tabla 161: Reducción de consumo de Energía (GJ).

VAN	\$ 2.778.413,36
------------	------------------------

Tabla 162: Análisis Económico.

7. Curvas de Abatimiento Minera Escondida Ltda.

A continuación se muestran las curvas de abatimiento graficadas luego de la evaluación realizada de cada proyecto y del ingreso de los datos pertinentes en el modelo Excel. Los rectángulos de colores representan los proyectos que se encuentran nombrados en orden dentro del gráfico. La ubicación de cada proyecto dentro de las curvas de abatimiento, está asociada a el costo de reducción ya sea de energía en (USD / GJ) o de emisiones en (USD / t de CO_{2e}) versus la cantidad total reducida de emisiones y energía, en (t de CO_{2e}) y en (GJ) respectivamente.

7.1. Curva de Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero.

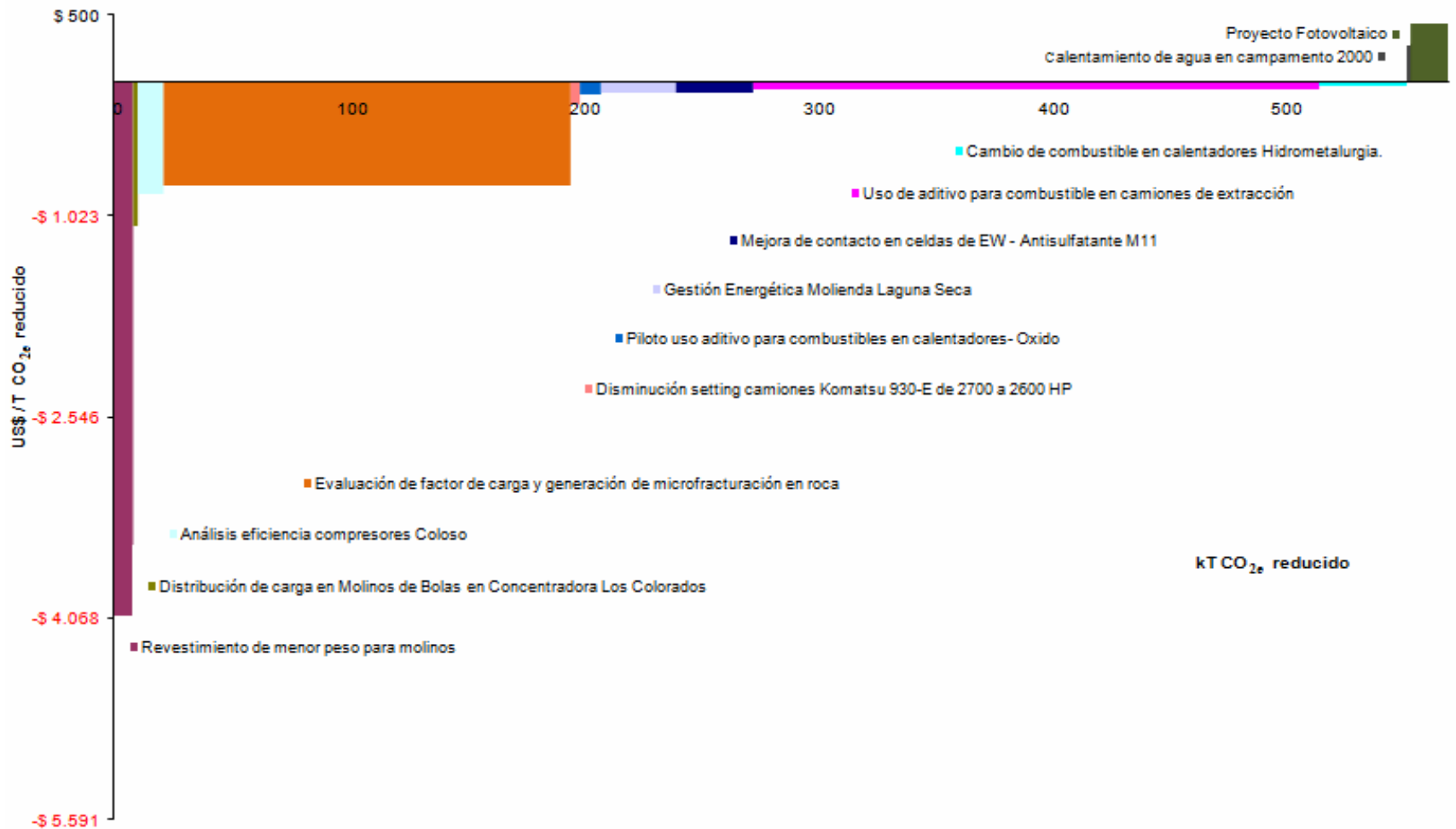


Ilustración 72: Curva de Costo de Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero.

7.2. Curva de Abatimiento de Energía.

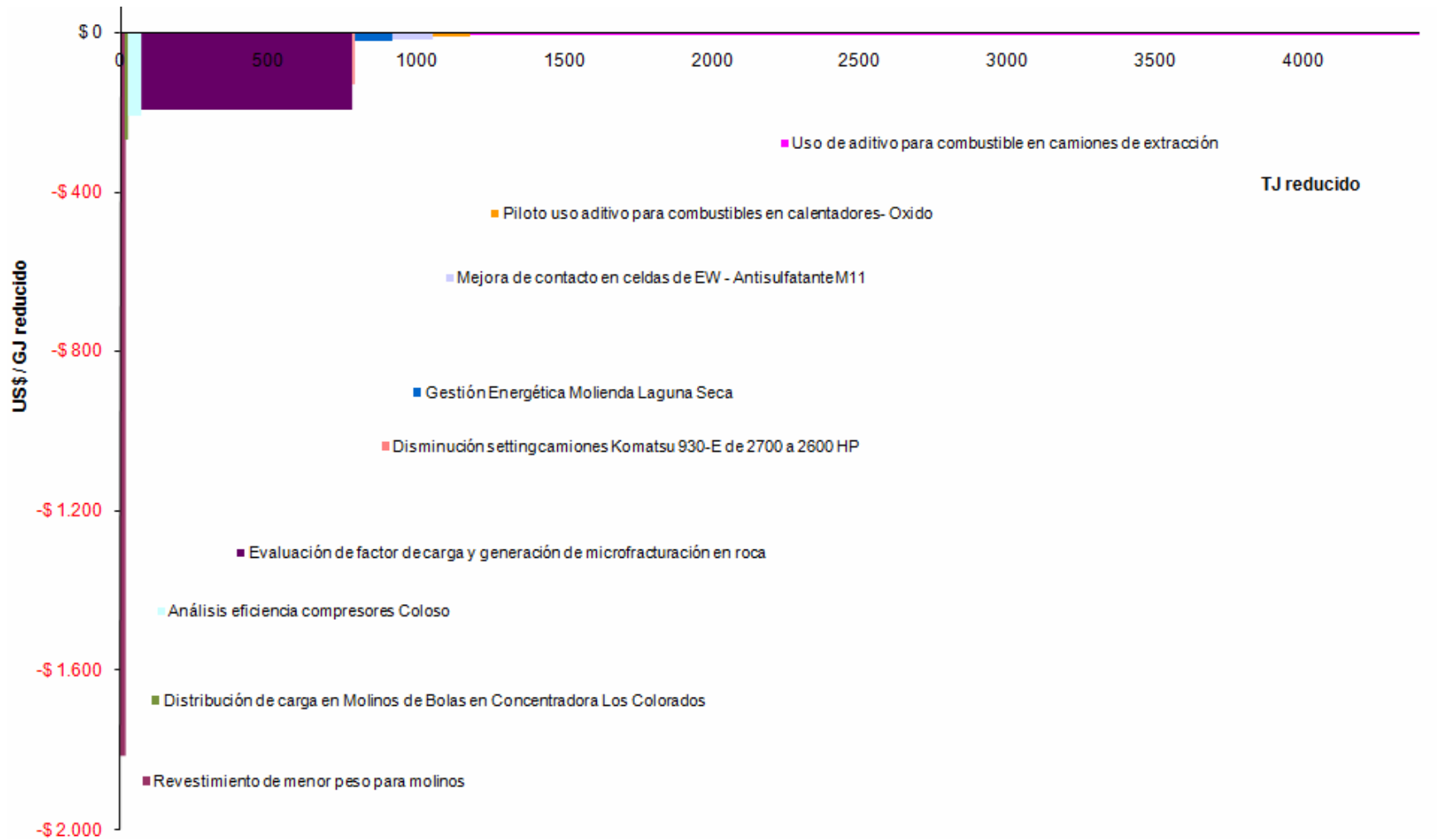


Ilustración 73: Curva de Costo de Abatimiento de Eficiencia Energética

8. Análisis de Resultados.

Luego de obtenidos los valores necesarios y como se comentó en la metodología de trabajo, se utilizan los valores de VAN, toneladas de CO_{2e} reducidas acumuladas y GJ de energía reducidos y de esta forma se obtienen los costos marginales de reducción de energía y emisiones de GEI. En la siguiente tabla se puede observar el ranking final por costo de reducción para el CO₂ y para la energía. Este ranking es el que finalmente construye la curva de abatimiento.

Cabe destacar y como se mencionó anteriormente que si bien las curvas de costo marginal de abatimiento discriminan justamente por la variable económica, este ranking no prioriza por cantidad de emisiones de CO_{2e} reducidas o (GJ) de energía reducida.

Proyectos	Costo reducción CO ₂ (USD / t CO _{2e})	Costo reducción E (USD / GJ)	Ranking CO ₂	Ranking EE
Revestimiento de menor peso para molinos	-4.055,43	-1.813,69	1	1
Distribución de carga Molinos Los Colorados	-1.094,17	-270,6	2	2
Eficiencia compresores Coloso	-860,53	-210,6	3	3
Factor de carga y generación de microfractura	-795,38	-194,66	4	4
Disminución potencia camiones Komatsu	-172,94	-130,41	5	5
Uso aditivo en Calentadores	-162,23	-12,07	6	8
Gestión Energética Molienda Laguna Seca	-88,51	-21,7	7	6
Antisulfatante celdas EW	-83,89	-20,28	8	7
Uso de aditivo en camiones de extracción	-61,03	-4,61	9	9
Uso de GLP en Calentadores.	-18,73	0	10	10
Calentamiento de agua en Campamento	281,76	0	11	12
Granja Solar	440,36	0	12	11

Tabla 163: Ranking Proyectos Incorporados en Curvas de Abatimiento.

Tal cual se explicó en las metas y desafíos de la compañía, se encuentra la reducción de emisiones de CO₂ en un 2% anual, por lo que al comparar las emisiones proyectadas, las emisiones con la meta de un 2% anual y las emisiones proyectadas con las iniciativas de disminución vistas anteriormente, el gráfico queda de la siguiente forma.

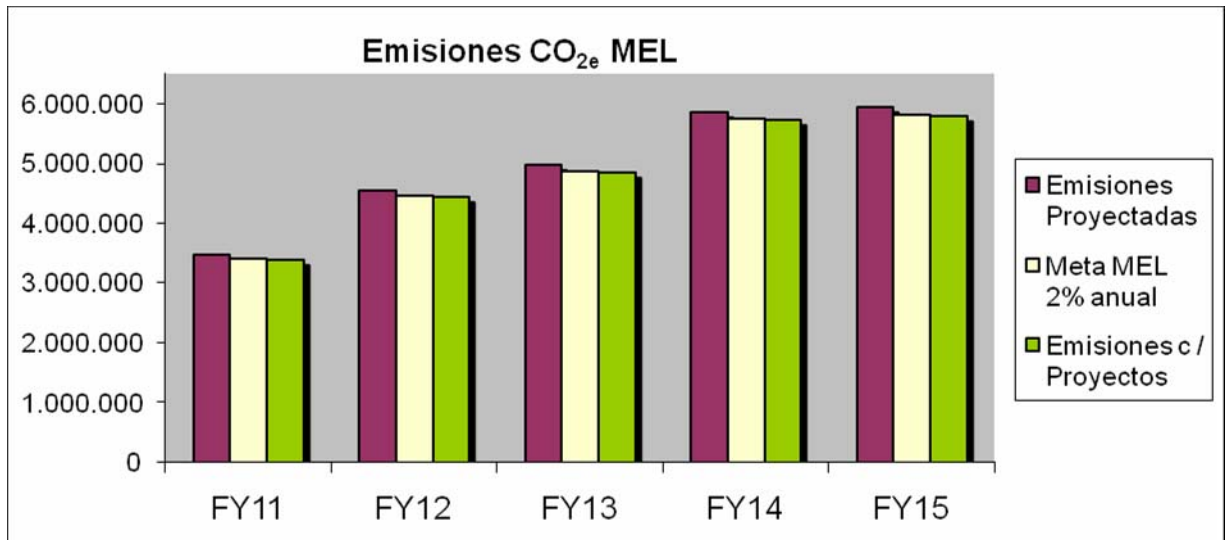


Ilustración 74: Gráfico Comparativo Emisiones Proyectadas.

Es decir, aplicados la totalidad de los proyectos evaluados en los plazos establecidos para este quinquenio, es posible cumplir la meta de disminución de un 2% anual como se ve en la tabla siguiente.

	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
% Disminución con Proyectos	2,4827%	2,6069%	2,5975%	2,2747%	2,2892%

Tabla 164: Porcentaje Disminución de Emisiones respecto a las Proyectadas.

9. Conclusión General.

Los proyectos evaluados fueron capaces de cumplir (a nivel de ingeniería conceptual o básica) con los requerimientos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sin embargo los datos proyectados, muchos bajo supuestos realizados en las áreas de finanzas y planificación, podrían cambiar las evaluaciones realizadas, por lo que se recomienda, el monitoreo de los datos proyectados para poder de esta manera compararlos con datos reales.

La metodología utilizada en la evaluación de proyectos resultó ser satisfactoria para los objetivos propuestos al principio de este trabajo, permitiendo obtener los resultados capaces de conformar las curvas de abatimiento. De esta forma y como se muestra en el ranking de proyectos del capítulo 8, el mejor proyecto es el de **Uso de Revestimientos de Menor Peso en Molinos SAG**, que es capaz de reducir a 5 años 8,34 (kt de CO_{2e}), lo que representa un ahorro por implementación del proyecto en este período de 4.055,43 (USD / t CO_{2e} reducida).

Si se quisiera identificar el proyecto capaz de reducir mayor cantidad de CO_{2e}, ese es el proyecto de **Uso de Aditivos para combustible Diesel en Camiones de Extracción**, que reduce según la evaluación 242,05 (kt de CO_{2e}), sin embargo el costo de reducción deja a este proyecto en el lugar número 9 del ranking.

En cuanto a la reducción energética en (GJ) se mantiene la misma tendencia, quedando ambos proyectos en los mismos lugares que en el ranking de reducción de CO_{2e}

Los proyectos de energías renovables muestran valores negativos o de inversión, lo que indica que más allá de alto costo que implica implementar estos mismos, una evaluación a largo plazo, es decir, más de 5 años, otorgaría mejores resultados en el análisis económico. En el caso de la **Granja Solar** el costo de reducción es de 440,36 (USD / t CO_{2e} reducida), el proyecto evaluado a 10 años o más tendería a bajar este costo entregándole mayores posibilidades de escalar en el ranking y en las curvas de abatimiento.

Si bien cada proyecto por si sólo posee una factibilidad económica de ser aplicado, es importante entender que si bien, bajo los objetivos planteados se cumple con la priorización y discriminación de cada uno de ellos, el conjunto de los proyectos es capaz de reducir la cantidad de CO_{2e} que Minera Escondida tiene como desafío en los años siguientes, cerca de un 0,5 % por sobre el 2% anual de las emisiones proyectadas.

Las curvas de abatimiento deben ser en todo momento una herramienta modificable en el tiempo y sujeta a los distintos niveles de evaluación disponible de cada proyecto. Es por esto que cobra gran importancia el modelo construido en el programa Excel, para de esta forma permitir la incorporación de nuevos datos con el fin de actualizar las curvas.

Los supuestos realizados y descritos de manera oportuna en cada proyecto, están avalados por Minera Escondida, específicamente por el equipo de trabajo de la Gerencia de Medio Ambiente y por las áreas respectivas involucradas en la investigación e implementación de estos mismos.

10. Bibliografía.

IPCC. 2007. 4th Assessment Report Climate Change.

IPCC.2009. Expert Meeting on Detection an Attribution Related to Anthropogenic Climate Change.

IEA. 2009. CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights.

CEPSA. 2001. Manual de Diseño Instalaciones de Plantas Receptoras GLP.

Remmers, Karl-Heinz; Dürschner, Christian; Antony, Falk. Diseño, Instalación y Comercialización de Plantas Solares Fotovoltaicas. Promotora General de Estudios, S.A.

Asit. 2008. Guía de la Energía Solar Térmica.

COCHILCO. 2009. Consumo de Energía y Emisiones de GEI de la Minería del Cobre de Chile.

COCHILCO. 2009. Estudio Prospectivo de Emisiones de GEI de la Minería del Cobre en Chile.

McKinsey & Company. 2009. Pathway to Low a Carbon Economy.

World Business Council for Sustainable Development. 2009. Protocolo de Gases de Efecto Invernadero.

Robert H. Perry. 1997. Perry's Chemical Engineering Handbook Seventh Edition. Mc Graw-Hill.

INE. 2008. Energía Eléctrica Informe Anual.

11. Anexo A

11.1. Producciones.

	FY10	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Los Colorados (t procesadas)	36.611.949,68	42.529.918,71	40.065.453,15	43.177.408,66	47.012.017,08	43.780.166,55
Los Colorados (lb Cuf)	787.946.264,49	874.701.229,90	967.273.011,93	1.114.875.645,04	1.228.196.574,70	945.122.560,35
Laguna Seca (t procesadas)	35.266.009,34	41.939.315,98	39.242.559,18	40.754.865,72	51.506.405,63	51.960.234,43
Laguna Seca (lb Cuf)	918.951.981,44	859.544.588,59	940.076.813,10	1.048.524.186,42	1.390.224.725,33	1.109.353.676,32
Material movido (t)	507.091.830,34	530.611.441,45	526.654.680,53	521.323.071,27	512.330.335,77	529.240.211,89
Míneral Extraído (t)	144.848.575,00	186.258.537,66	180.078.489,17	215.667.271,17	289.382.496,10	231.258.063,72
Óxidos (t tratadas)	19.450.220,10	7.341.944,66	10.346.306,45	24.957.728,56	12.520.079,66	5.232.847,77
Oxido (lb Cuf)	249.349.883,77	202.451.200,00	182.806.400,00	236.969.600,00	284.435.200,00	229.936.000,00
Lix. Sulfuros (t tratadas)	80.198.622,02	75.447.447,51	77.809.791,96	93.611.544,08	113.468.301,78	131.702.952,70
Lix. Sulfuro (lb Cuf)	418.551.817,30	395.136.000,00	461.440.000,00	422.016.000,00	558.946.773,64	540.217.973,46

Tabla 165: Producciones Proyectadas en (t) y (lb).

11.2. Consumo Diesel.

	FY10	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Diesel camiones (m ³)	203.566,68	201.358,51	212.974,81	232.472,94	228.253,48	237.110.965,36
Diesel camiones (GJ)	7.440.362,15	7.359.653,62	7.784.229,32	8.496.886,05	8.342.664,78	8.666.405,78
Diesel Total Hidrometalurgia (m ³)	21.533,11	23.009,00	23.008,72	23.008,73	23.008,95	23.008,95
Diesel Total Hidrometalurgia (GJ)	787.035,43	840.979,03	840.968,94	840.969,09	840.977,38	840.977,38

Tabla 166: Consumo Diesel Proyectado.

11.3. Consumo Energía Eléctrica.

	FY10	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
Los Colorados (kWh)	721.978.238,88	799.703.077,22	751.277.180,96	816.873.195,16	911.984.038,65	908.150.839,57
Laguna Seca (kWh)	692.545.226,29	782.301.032,02	734.928.913,91	799.097.517,32	892.138.688,65	888.388.902,41
Mina (kWh)	288.558.000,00	291.815.390,35	281.940.017,69	292.971.014,20	308.689.478,13	311.684.831,12
Óxidos (kWh)	378.220.000,00	307.936.346,93	286.882.120,89	344.931.286,86	395.802.330,16	337.393.057,70
Lix. Sulfuros (kWh)	568.291.000,00	681.549.374,07	795.913.668,13	727.913.277,07	977.582.894,71	1.071.585.708,04
Coloso (kWh)	54.210.000,00	23.831.536,21	24.547.958,86	28.014.690,78	33.536.174,09	26.911.982,08
Aguas y Relaves (kWh)	283.526.000,00	420.250.233,19	314.238.336,61	449.763.738,71	650.433.887,57	650.225.471,09
Servicios (kWh)	35.284.000,00	29.808.647,94	27.987.913,18	30.422.005,69	33.947.721,91	33.852.098,43

Tabla 167: Consumo Energía Eléctrica.

11.4. Emisiones Históricas.

	FY06	FY07	FY08	FY09
E.E. Los Colorados	558.377,39	607.058,47	744.757,26	666.335,92
E.E. Laguna Seca	514.816,87	582.007,29	700.119,82	691.037,80
Total Concentradora	1.073.194,26	1.189.065,76	1.444.877,08	1.357.373,72
E.E. Mina	207.073,42	246.386,84	307.889,45	287.836,94
Diesel Mina	357.373,08	385.058,64	477.380,64	555.049,80
Totales Mina	564.446,50	631.445,48	785.270,09	842.886,74
E.E. Óxidos	248.313,73	274.665,65	292.495,35	339.611,03
Diesel Óxidos	16.768,80	18.068,96	22.401,92	26.046,72
Total Óxidos	265.082,53	292.734,61	314.897,27	365.657,75
EE Lix. Sulfuros	7.963,99	246.190,19	398.639,73	500.967,58
Diesel Lix. Sulfuro	37.734,56	40.655,84	50.404,32	58.607,84
Total Lix. Sulfuros	45.698,55	286.846,03	449.044,05	559.575,42
Total EE Hidrometalurgia	256.277,72	520.855,83	691.135,08	840.578,61
Total Diesel Hidrometalurgia	54.503,36	58.724,80	72.806,24	84.654,56
Total Hidrometalurgia	310.781,08	579.580,63	763.941,32	925.233,17
E.E. Coloso	21.984,57	47.796,67	60.463,27	59.059,86
Diesel Coloso	4.191,52	4.517,92	5.600,48	6.511,68
Total Coloso	26.176,09	52.314,59	66.063,75	65.571,54
E.E. Aguas y Relaves	170.785,57	219.889,84	301.283,00	299.123,75
E.E. Servicios	23.146,78	2.644,05	29.903,14	29.291,91
Diesel Servicios	8.509,08	9.165,96	11.365,68	13.214,88
Total Servicios	31.655,86	11.810,01	41.268,82	42.506,79
Total EE MEL	1.752.462,32	2.226.638,98	2.835.551,01	2.873.264,79
Total Diesel MEL	424.577,04	457.467,32	567.153,04	659.430,92
Total MEL	2.177.039,36	2.684.106,30	3.402.704,05	3.532.695,71

Tabla 168: Emisiones Históricas Minera Escondida Ltda.

11.5. Emisiones Proyectadas.

	FY10	FY11	FY12	FY13	FY14	FY15
E.E. Los Colorados	635.615,20	653.069,52	659.756,59	741.933,25	821.752,34	818.298,40
E.E. Laguna Seca	609.702,97	638.858,31	645.399,87	725.788,31	803.870,49	800.491,70
Total Concentradora	1.245.318,17	1.291.927,84	1.305.156,47	1.467.721,56	1.625.622,82	1.618.790,10
E.E. Mina	254.040,69	238.308,12	247.594,08	266.093,85	278.147,74	280.846,73
Diesel Mina	561.844,04	555.749,49	587.810,48	641.625,32	629.979,61	654.426,26
Totales Mina	815.884,73	794.057,61	835.404,56	907.719,17	908.127,35	935.273,00
E.E. Óxidos	332.977,32	251.473,14	251.934,14	313.287,29	356.641,65	304.011,39
Total Óxidos	332.977,32	251.473,14	251.934,14	313.287,29	356.641,65	304.011,39
EE Lix. Sulfuros	500.312,03	556.580,48	698.955,47	661.134,51	880.860,84	965.563,02
Total Lix. Sulfuros	500.312,03	556.580,48	698.955,47	661.134,51	880.860,84	965.563,02
Total EE Hidrometalurgia	833.289,35	808.053,62	950.889,61	974.421,80	1.237.502,49	1.269.574,41
Total Diesel Hidrometalurgia	58.570,08	62.584,49	62.583,74	62.583,75	62.584,36	62.584,36
Total Hidrometalurgia	891.859,43	870.638,11	1.013.473,34	1.037.005,55	1.300.086,85	1.332.158,77
E.E. Coloso	47.725,40	19.461,79	21.557,53	25.444,62	30.218,11	24.249,31
Total Coloso	47.725,40	19.461,79	21.557,53	25.444,62	30.218,11	24.249,31
E.E. Aguas y Relaves	249.610,62	343.193,15	275.957,82	408.502,41	586.079,96	585.892,16
E.E. Servicios	31.063,33	24.342,93	24.578,43	27.631,09	30.588,93	30.502,77
Diesel Servicios	11.535,51	134.150,90	128.112,83	130.206,20	137.318,71	137.318,71
Total Servicios	42.598,83	158.493,83	152.691,25	157.837,29	167.907,64	167.821,48
Total EE MEL	2.661.047,56	2.725.287,45	3.776.623,54	4.144.237,15	5.025.662,55	5.079.429,89
Total Diesel MEL	631.949,62	752.484,88	778.507,04	834.415,26	829.882,68	854.329,33
Total MEL	3.292.997,18	3.477.772,32	4.555.130,58	4.978.652,41	5.855.545,23	5.933.759,23

Tabla 169: Emisiones Proyectadas Minera Escondida Ltda.

11.6. Factores de Emisión para Combustibles.

Combustible	P.C.N. (TJ/t)	CO ₂ (tGEI/TJ)	N ₂ O (tGEI/TJ)	F.E. CH ₄ (tGEI/TJ)	D (t/m ³)	F.E. CO ₂	F.E. N ₂ O	F.E. CH ₄	Unidades Factores de Emisión	F.E.
	A	B	C	D	E	F=A*B*E	G=A*C*E	H=A*D*E		I=F + G*310 + H*21
Carbón	0,0282	94,6	0,001	0,0015	1,000	2,67	0,00003	0,00004	(t GEI/t)	2,68
Diesel Fuente Móvil	0,043	74,1	0,0039	0,0039	0,850	2,71	0,00014	0,00017	(tGEI/m ³)	2,76
Diesel Fuente Fija	0,043	74,1	0,003	0,0006	0,850	2,71	0,00011	0,00003	(tGEI/m ³)	2,72
Gas Natural	0,048	56,1	0,0092	0,0003	0,000742	0,00200	0,00000	0,00000	(tGEI/m ³)	0,00
GLP	0,0473	63,1	0,0002	0,0062	1,000	2,98	0,00001	0,00029	(t GEI/t)	3,08
Fuel oil	0,0404	77,4	0,003	0,0006	1,005	3,1425948	0,0001218	0,00002	(tGEI/m ³)	3,15
Gasolina	0,0443	69,3	0,0025	0,0008	0,68	2,0875932	0,0001107	0,00004	(tGEI/m ³)	2,10
Queroseno	0,0438	71,9			0,817	2,5729127	0	0,00000	(tGEI/m ³)	2,57
ANFO					1				(t GEI/t)	1,67
HCFC-22										1700
HFC-407 C										1520
HFC-134 a										1300
(SF ₆)										23900

Tabla 170: Factores de Emisión para Combustibles. (Fuente: Minera Escondida Ltda.).

11.7. Radiación.

11.7.1. Irradiancia.

Día\ Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1,00	413,16	386,29	326,85	274,96	225,26	193,28		233,66	295,12	617,66	367,34	388,24
2,00	410,78	383,19	305,89	275,06	222,33	193,26		227,98	298,75	404,31	367,34	391,00
3,00	407,06	382,08	312,98	274,56	220,57	194,39		209,49	301,00	343,90	325,09	385,36
4,00	400,56	379,75	329,08	273,75	220,12	189,32			301,15	344,48	0,00	382,89
5,00	383,19	380,44	309,97	269,19	217,20	186,42			304,66	464,72	0,00	387,34
6,00	402,55	380,83	320,75	269,34	211,71	189,54			306,80	342,60	0,00	392,32
7,00	409,66	377,33	323,78	267,74	214,03	182,87			285,59	351,11	355,02	362,97
8,00	414,84	376,89	326,98	264,98	219,15	190,15	178,33	178,33	304,49	345,83	379,74	390,45
9,00	418,03	365,52	325,82	262,85	217,62	187,61	176,02	176,02	310,03	355,18	380,56	387,85
10,00	416,49	361,28	320,49	259,54	216,68	187,02	198,76	198,76	313,65	355,96	384,26	391,54
11,00	417,18	368,01	295,55	254,97	213,32	184,27	103,09	103,09	311,82	394,76	387,91	395,66
12,00	407,45	364,80	292,40	212,63	211,93	186,41	154,19	154,19	317,68	327,54	387,99	396,55
13,00	409,48	364,80	307,66	241,91	208,37	188,34	32,39	32,39	316,67	285,44	283,72	393,59
14,00	412,08	356,81	310,87	247,13	205,92	181,36	220,21	220,21	319,10	356,60	361,18	395,42
15,00	406,59	324,23	307,06	247,14	203,25	183,75	213,07	213,07	321,69	346,97	377,49	393,27
16,00	400,29	354,32	306,97	244,59	201,45	187,90	167,92	167,92	324,34	361,06	388,78	385,97
17,00	394,14	352,23	303,29	243,97	202,25	185,58	165,70	165,70	323,78	369,12	385,58	388,51
18,00	346,21	345,23	299,20	246,83	200,02	186,87	224,77	282,49	318,92	369,35	384,20	385,39
19,00	385,34	352,21	292,02	243,94	184,17	187,36	220,98	284,61	329,87	371,31	388,45	361,21
20,00	380,54	323,26	262,25	241,47	145,08	186,65	189,55	287,49	331,27	372,70	390,35	360,34
21,00	396,58	349,69	291,30	238,47	197,74	184,76	226,27	289,80	332,55	372,28	390,64	349,52
22,00	397,55	340,47	287,77	237,26	198,92	182,74	229,33	291,63	332,73	371,56	387,68	386,77
23,00	400,84	351,46	292,57	207,31	199,98	176,47	229,79	292,78	336,78	375,33	388,01	383,89
24,00	397,85	333,22	295,02	235,55	197,94	184,82	229,66	293,42	337,69	372,23	384,04	382,83
25,00	392,63	323,27	290,88	232,66	194,63	183,69	230,87	296,80	338,99	376,00	367,85	358,31
26,00	391,49	339,48	289,70	231,32	193,90	186,23	231,88	297,79	340,97	378,22	379,41	389,01
27,00	394,39	338,26	289,25	230,39	192,69	186,76	230,20	294,56	308,08	377,49	388,34	387,75
28,00	391,33	331,53	287,26	227,36	180,42	186,98	234,43	300,15	332,90	376,07	388,81	386,36
29,00	387,39		281,37	226,68	181,54	187,50	194,32	303,69	332,90	372,36	389,06	386,36
30,00	387,47		281,85	227,64	199,02	190,56	226,88	304,44	339,19	371,49	386,03	385,52
31,00	388,26		279,49		194,28		233,66	308,46		369,39		386,36
Promedio	398,75	356,67	301,49	247,04	202,95	186,76	197,60	237,37	318,97	373,97	338,16	383,82

Tabla 171: Irradiancia Solar (W/m^2). (Fuente: Estación Meteorológica Cerro Marcelo).

11.7.2. Irradiación Solar.

Día \ Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1,00	9,92	9,27	7,84	6,60	5,41	4,64	0,00	5,61	7,08	14,82	8,82	9,32
2,00	9,86	9,20	7,34	6,60	5,34	4,64	0,00	5,47	7,17	9,70	8,82	9,38
3,00	9,77	9,17	7,51	6,59	5,29	4,67	0,00	5,03	7,22	8,25	7,80	9,25
4,00	9,61	9,11	7,90	6,57	5,28	4,54	0,00	0,00	7,23	8,27	0,00	9,19
5,00	9,20	9,13	7,44	6,46	5,21	4,47	0,00	0,00	7,31	11,15	0,00	9,30
6,00	9,66	9,14	7,70	6,46	5,08	4,55	0,00	0,00	7,36	8,22	0,00	9,42
7,00	9,83	9,06	7,77	6,43	5,14	4,39	0,00	0,00	6,85	8,43	8,52	8,71
8,00	9,96	9,05	7,85	6,36	5,26	4,56	4,28	4,28	7,31	8,30	9,11	9,37
9,00	10,03	8,77	7,82	6,31	5,22	4,50	4,22	4,22	7,44	8,52	9,13	9,31
10,00	10,00	8,67	7,69	6,23	5,20	4,49	4,77	4,77	7,53	8,54	9,22	9,40
11,00	10,01	8,83	7,09	6,12	5,12	4,42	2,47	2,47	7,48	9,47	9,31	9,50
12,00	9,78	8,76	7,02	5,10	5,09	4,47	3,70	3,70	7,62	7,86	9,31	9,52
13,00	9,83	8,76	7,38	5,81	5,00	4,52	0,78	0,78	7,60	6,85	6,81	9,45
14,00	9,89	8,56	7,46	5,93	4,94	4,35	5,29	5,29	7,66	8,56	8,67	9,49
15,00	9,76	7,78	7,37	5,93	4,88	4,41	5,11	5,11	7,72	8,33	9,06	9,44
16,00	9,61	8,50	7,37	5,87	4,83	4,51	4,03	4,03	7,78	8,67	9,33	9,26
17,00	9,46	8,45	7,28	5,86	4,85	4,45	3,98	3,98	7,77	8,86	9,25	9,32
18,00	8,31	8,29	7,18	5,92	4,80	4,48	5,39	6,78	7,65	8,86	9,22	9,25
19,00	9,25	8,45	7,01	5,85	4,42	4,50	5,30	6,83	7,92	8,91	9,32	8,67
20,00	9,13	7,76	6,29	5,80	3,48	4,48	4,55	6,90	7,95	8,94	9,37	8,65
21,00	9,52	8,39	6,99	5,72	4,75	4,43	5,43	6,96	7,98	8,93	9,38	8,39
22,00	9,54	8,17	6,91	5,69	4,77	4,39	5,50	7,00	7,99	8,92	9,30	9,28
23,00	9,62	8,44	7,02	4,98	4,80	4,24	5,52	7,03	8,08	9,01	9,31	9,21
24,00	9,55	8,00	7,08	5,65	4,75	4,44	5,51	7,04	8,10	8,93	9,22	9,19
25,00	9,42	7,76	6,98	5,58	4,67	4,41	5,54	7,12	8,14	9,02	8,83	8,60
26,00	9,40	8,15	6,95	5,55	4,65	4,47	5,57	7,15	8,18	9,08	9,11	9,34
27,00	9,47	8,12	6,94	5,53	4,62	4,48	5,52	7,07	7,39	9,06	9,32	9,31
28,00	9,39	7,96	6,89	5,46	4,33	4,49	5,63	7,20	7,99	9,03	9,33	9,27
29,00	9,30		6,75	5,44	4,36	4,50	4,66	7,29	7,99	8,94	9,34	9,27
30,00	9,30		6,76	5,46	4,78	4,57	5,45	7,31	8,14	8,92	9,26	9,25
31,00	9,32		6,71		4,66		5,61	7,40		8,87		9,27
Promedio	9,57	8,56	7,24	5,93	4,87	4,48	3,67	4,96	7,66	8,98	8,12	9,21

Tabla 172: Irradiación Solar. (Fuente: Estación Meteorológica Cerro Marcelo).

