



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**MODELACIÓN DE TARIFICACIÓN DE ELECTRICIDAD EN SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN DE FAENAS MINERAS EN BASE A INDICADORES DE EFICIENCIA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

DIEGO HENRY REYES LÓPEZ

**PROFESOR GUÍA:
CRISTIAN HERMANSEN REBOLLEDO**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR MOYA ARAVENA
JULIO LÓPEZ VILLARROEL**

**SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2008**

RESUMEN

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: DIEGO HENRY REYES LOPEZ
FECHA: 04 DE DICIEMBRE 2005
PROF. GUIA: CRISTIAN HERMANSEN

“MODELACIÓN DE TARIFICACIÓN DE ELECTRICIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE FAENAS MINERAS, EN BASE A INDICADORES DE EFICIENCIA”

La correcta asignación de los costos asociados al suministro eléctrico, incurridos por cada una de las áreas de producción, de las grandes empresas industriales y mineras, es esencial para adoptar las medidas necesarias tendientes a fortalecer la eficiencia del uso de la energía. En este contexto, cada empresa debe asegurar, desde un enfoque integral, el uso óptimo de los recursos energéticos tanto desde la perspectiva del funcionamiento de su sistema energético como del desarrollo sustentable.

La eficiencia energética no es sólo un desafío técnico, sino que en muchos casos implica una correcta gestión de los sistemas energéticos. Y en este aspecto, sujeto de dar seguimiento a los cambios en la eficiencia con que las áreas de la producción usan la energía, se construyen distintos indicadores de intensidad energética que reflejan en términos cuantitativos la relación entre el uso de la energía y la magnitud de producción.

El objetivo de este estudio apunta a establecer los indicadores a nivel de cada una de las áreas de producción de una faena minera, que permitan evaluar la evolución del uso de energía eléctrica, para motivar el potencial teórico de mejoramiento de la eficiencia energética en forma periódica. Dichos indicadores buscarán dar cuenta de la participación energética de cada una de las áreas de producción, y contribuirán al diseño de una metodología de tarificación eléctrica que complementa una esquema de asignación de costos y señales tarifarias que desincentiven el uso indiscriminado del recurso eléctrico.

El modelo comprende también un análisis de factibilidad técnico- económica que busca validar o rechazar la estrategia de autogeneración durante las horas de punta, empleada por parte de una faena minera.

La metodología propuesta fue implementada en una faena minera y sus resultados se analizaron en el horizonte de un año de estudio, obteniéndose la distribución de las componentes asociadas a la tarificación conforme a criterios eléctricos innovadores. Además, se constató el impacto generado por la influencia de los indicadores de eficiencia energética a través de multas e incentivos, los cuales resultaron dar cuenta de una señal clara de tarificación.

Se concluye que el modelo es válido y que constituye una herramienta fundamental para distribuir en forma fehaciente los costos involucrados en la tarificación eléctrica, contribuyendo además a potenciar criterios de eficiencia y racionalidad económica.

ABSTRACT

“ELECTRICITY PRICE MODELING IN MINING INDUSTRY DISTRIBUTION SYSTEMS, BASED ON EFFICIENCY INDICATORS”

Correct pricing of incurred electrical supply costs for every production sector of the major industrial and mining companies is essential for adopting the required measurements which can improve energy efficiency. In this context, each company should ensure, from a comprehensive perspective, the optimal use of energy resources from two equally important angles: the functioning of its energy systems and sustainable development.

Energy efficiency is not just a technical challenge. In many cases it also implies a correct management of energy systems. In this aspect of management, in order for the production sectors to use energy efficiently, they need to receive monetary incentives and disincentives based on energy intensity indicators. These indicators reflect in quantitative terms the relation between energy use and production magnitude.

The objective of this study is to establish the indicators of every mine production area. This will facilitate the evaluation of the electrical energy use evolution and will encourage strategic actions that permit periodic energy efficiency improvement. These indicators will seek to reflect energy participation of each of the production sectors and will contribute to the design of an electrical pricing methodology that a cost assignation diagram and pricing signals that discourage the indiscriminant use of electrical resources.

The model also includes a technical-economic practicality analysis that seeks to validate or reject the self-generation strategy during peak hours, employed by the mining industry.

The proposed methodology was implemented in a mine and its results were analyzed over a period of one year. This allowed the distribution of the price-related components, in conformance with innovative electrical criteria. Furthermore, an impact generated by the influence of the energy efficiency indicators through fines and incentives was observed. These fines and incentives ended up sending a clear price signal.

Finally this thesis shows the model is valid and serves as a fundamental tool for distributing in a reliable manner the costs involved in electrical pricing. The model furthermore contributes to improving efficiency criteria and economic rationality.

AGRADECIMIENTOS

Este largo y exhaustivo camino quizás ha sido más duro y sacrificado que el que tendría que haber enfrentado si hubiera elegido otro punto de partida en mi vida. Solía pensar con mis amigos si era posible tomar una responsabilidad, a nuestra temprana edad, que demandara tanto tiempo y oficio como esta elección. Hasta el momento no he divisado nada comparable...

Al cabo de este largo proceso, son innumerables los factores que incidieron en mi desempeño y que me brindaron soporte para sobrellevar mi carrera universitaria.

Agradezco el trabajo con esmero de mis padres, quienes me brindaron toda la atención que estaba a su alcance entregar. Su coraje y bondad trascienden lo común y su actitud es digna de emular.

Gracias a los pasos pioneros de mi hermano Felipe siempre he podido enfrentar la vida de otra perspectiva. Ello me ha enseñado a prever mis acciones futuras y a tomar mejores decisiones.

Doy gracias a la dulzura de mi mamita Marta, cuya entrega y pasión ha marcado fuertemente mi esencia como ser humano y a mis abuelos Mario, Manuel y Carmen; que no puedo disfrutar en vida, pero cuya imagen perdura constantemente.

Gracias a mis amigos de universidad por los momentos compartidos, en especial a Pablo, Fabián, Ricardo y José. Estimo de igual forma su esfuerzo y les deseo lo mejor.

Gracias a Catherine por su alegría, esencia, vigor y por su amor, que constituye uno de los regalos más preciosos que Dios me ha brindado.

Finalmente quisiera agradecer a Don Cristian Hermansen y Don Oscar Moya por su tiempo y prestancia para guiar este trabajo de titulación; a la Universidad de Chile y a la Faena Minera patrocinante, en especial a Don Julio López, Don Peter Gómez, Don Juan Peña y al equipo de Eléctricos de Alta Tensión.

INDICE DE CONTENIDO

RESUMEN.....	2
ABSTRACT.....	3
AGRADECIMIENTOS	4
INDICE DE CONTENIDO.....	5
INDICE DE TABLAS	9
INDICE DE FIGURAS.....	11
1. INTRODUCCIÓN	16
1.1 Objetivos	16
1.2 Estructura del trabajo	17
2. TARIFICACIÓN DE ELECTRICIDAD EN LATINOAMERICA.....	19
2.1 BOLIVIA	19
2.2 SALVADOR.....	20
2.3 CHILE.....	22
3. ESTADO DEL ARTE.....	30
3.1 Proceso productivo.....	30
3.1.1 Área Mina.....	30
3.1.2 Concentrador: Obtención de Cobre desde Sulfuros de Alta Ley	30
3.1.3 Planta de Cátodos de Cobre	31
3.1.4 Repulpeo de Relaves	31
3.1.5 Aguas.....	31
3.2 Descripción del Sistema Eléctrico.....	32
3.2.1 Sistema de Distribución Los Bronces	32
3.2.2 Sistema de Distribución Las Tórtolas	36
3.2.3 Generación de Respaldo.....	37
3.3 Procedimiento de Facturación Actual	38
3.3.1 Medición	38
3.3.2 Cargos Facturación.....	39
4. TARIFICACIÓN ELÉCTRICA.....	43

4.1 GENERALIDADES.....	43
4.2 RÉGIMEN DESEADO DE TARIFAS EN FAENAS MINERAS	45
4.3 GENERALIDADES TARIFICACIÓN PARA FAENAS MINERAS	46
5. ANTECEDENTES ESPECÍFICOS DEL MODELO DE TARIFICACIÓN	50
5.1 Caracterización del Área de Servicio	50
5.2 Identificación de Niveles de tensión	50
5.3 Caracterización de Clientes Mineros.....	51
5.3.1 Identificación y Agrupación por procesos productivos.....	51
5.3.2 Balance de Potencia	53
5.3.3 Balance de Energía.....	54
5.3.4 Índices de Intensidad energética asociados	56
5.3.5 Uso de la Red de Distribución.....	59
6. MODELO DE TARIFICACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA FAENAS MINERAS	66
6.1 Tarifas Base.....	67
6.1.2 Cargo de Consumidor.....	68
6.1.3 Cargo por Potencia en 66 [kV].....	68
6.1.4 Cargo por Potencia en 15 [kV].....	73
6.1.5 Cargo por Potencia en 23 [kV].....	74
6.1.6 Cargos por Energía en los niveles de 66[kV], 15 [kV] y 23 [kV].....	78
6.2 Categorías Tarifarias	79
6.2.1 Categoría de Demandas fuera del proceso de operación.....	80
6.2.2 Categoría de Demandas dentro del proceso de operación.....	83
6.3 Balance deseado y salidas del Modelo propuesto	86
Balance de Energía.....	87
Balance de Potencia	89
Balance costos de Distribución Adicional.....	90
Balance con Faena Minera, Costos de Distribución.....	90
6.4 Enlace con Indicadores de Eficiencia.....	90
Metodología de distribución de multas e incentivos	92
Grado de libertad.....	97

6.5 Fórmulas de Indexación	97
Costos de Distribución y COyM	97
Cargos por consumidor	98
7. Resultados	100
7.1 Supuestos y elección horizonte de estudio	100
7.2 Precios de energía y potencia en punto de interconexión y entradas a las redes de distribución resultantes del modelo	101
7.2.1 Contraste con precio de venta de energía	101
7.2.2 Contraste con precio de compra de potencia	103
7.3 Cargos resultantes de la aplicación de categorías tarifarias	105
7.3.1 Análisis de cargos asociados a categoría 1	105
7.3.2 Análisis de cargos asociados a categoría 2	105
7.4 Indicadores de eficiencia energética	108
7.4.1 Influencia indicadores de eficiencia energética en modelo de tarificación	113
7.5 Comparación entre modelo de tarificación propuesto y metodología anterior	117
7.6 Resultados sobre análisis de factibilidad técnico económica de empleo de generación propia	122
7.6.1 Escenario meses correspondientes al periodo de Punta (mayo- septiembre)	123
7.6.2 Escenario meses fuera del periodo de punta (octubre- abril)	126
7.7 Distribución costos de distribución	127
7.8 Proporción del pago total asociada a cada componenete del modelo de tarificación	132
8. Discusión y Conclusiones	134
REFERENCIAS	142
Apéndice A: Características y Parámetros de Líneas de Transmisión	144
A.1 Nivel de Tensión de 220 [kV]	144
A.2 Nivel de Tensión de 66 [kv]	144
A.3 Nivel de Tensión de 15 [kV]	144
A.4 Nivel de Tensión de 23 [kV]	145
Apéndice B: Valorización de instalaciones	146
B.1 Costo de Inversión transmisión 66 [kV]	148
B.2 Costos de Inversión transmisión 15 [kV]	148

B.3 Costo de Inversión transmisión 23 [kV].....	149
B.4 Costos Inversión Transformadores.....	151
B.5 Cálculo AVNR Octubre 2006- Marzo 2007.....	151
B.6 Cálculo AVNR Abril 2007- Septiembre 2007.....	152
Apéndice C: Balance de Potencia por Área de la Faena Minera.....	153
Apéndice D: Balance de energía por áreas de producción.....	156
Apéndice E: Cálculo de pérdidas de energía y potencia	157
E.1 Pérdidas de Transmisión en las líneas	157
E.2 Pérdidas de transformación.....	163
E.3 Pérdidas en Medidores.....	166
Apéndice F: Demostración aplicación de estructura tarifaria	170
F.1 Recuperación de Costos a partir de tarifas base.....	170
F.2 Recuperación de Costos a partir de los Parámetros Tarifarios.....	176
Apéndice G: Resumen de índices de Intensidad Energética	189

INDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1: Ubicación y designación de medidores generales.....	38
Tabla 3. 2: Esquema de Medición de Energía en Alimentadores principales	40
Tabla 5. 1: Derrateo por altura aplicable a los grupos de consumo	53
Tabla 5. 2: Balance de Potencia por áreas de la faena minera	53
Tabla 5. 3: Consumos sujetos a Caso 1.a.....	64
Tabla 5. 4: Consumos sujetos a Caso 1.b.....	64
Tabla 5. 5: Consumos sujetos a Caso 2.....	64
Tabla 5. 6: Consumos sujetos a Caso 3.a.....	65
Tabla 5. 7: Consumos sujetos a Caso 3.b.....	65
Tabla 6. 1: Destinatarios del pago de los costos asociados al modelo de tarificación	66
Tabla 6. 2: Asociación Costos V/S Cargos del modelo de tarificación.....	67
Tabla 6. 3: Coeficientes y parámetros tarifarios de la categoría tarifaria de demandas fuera del proceso de operación	83
Tabla 6. 4: Coeficientes y parámetros tarifarios de la categoría tarifaria de demandas fuera del proceso de operación	85
Tabla 6. 5: Esquema para la determinación de los coeficientes para la determinación de los Parámetros Tarifarios	86
Tabla 7. 1: Distribución del Pago por Potencia entre los clientes asociados a los distintos niveles de tensión bajo la implementación del modelo propuesto	119
Tabla 7. 2: Distribución del Pago por Energía entre los clientes asociados a los distintos niveles de tensión bajo la implementación del modelo propuesto con y sin Indicadores de Eficiencia.....	122
Tabla 7. 3: Comparación porcentual del costo de energía por nivel de tensión de los casos con y sin generación propia.....	125
Tabla 7. 4: Costo total asociado a la Generación propia.....	125
Tabla 7. 5: Beneficio causado por la autogeneración debido al menor Pago por Demanda Máxima leída, durante los meses de punta.....	126
Tabla 7. 6: Beneficio causado por la autogeneración debido al menor Pago por Demanda Máxima leída, durante los meses fuera de Punta	127
Tabla 7. 7: Distribución porcentual del costo de distribución de la Red de 66 [kV] entre los clientes en 66 y 15 [kV]	128

Tabla 7. 8: Distribución de los Costos de Distribución internos entre los clientes de los distintos niveles de tensión	129
Tabla 7. 9: Distribución porcentual de los costos totales de distribución, asignados a los clientes de cada nivel de tensión	132
Tabla 7. 10: Comparación porcentual entre la distribución de los costos de Transmisión adicional propuesta por el modelo de tarificación y la metodología anterior	132
Tabla E. 1: Alimentación de Consumos por tramos del Sistema Eléctrico Simplificado	160
Tabla E. 2: Resumen parámetros de secuencia positiva de los tramos del Sistema Eléctrico Simplificado en unidades eléctricas y [$^{\circ}/1$]	161
Tabla E. 3: Cargas máximas permisibles (Estado de máxima exigencia para el sistema)	162
Tabla E. 4: Corriente circulante por los consumos en las barras del sistema Eléctrico Simplificado.....	162
Tabla E. 5: Cálculo de corrientes y Pérdidas de Potencia de transmisión por tramos.....	163
Tabla E. 6: Ecuaciones para el cálculo de Pérdidas de Potencia debidas a la transformación.....	164
Tabla E. 7: Ecuaciones para el cálculo de Pérdidas de Potencia debidas a la transformación.....	164
Tabla E. 8: Ecuaciones para el cálculo de Pérdidas de Potencia debidas a la transformación.....	164
Tabla E. 9: Transformación Alta/ Media Tensión (TAM, $K=0,15$).....	165
Tabla E. 10: Transformación Media/ Media Tensión (TMM, $K=0,15$)	166
Tabla E. 11: Error de medición de medidores análogos en función del año de instalación.....	167
Tabla E. 12: Antigüedad promedio asignada para los medidores instalados en la Faena Minera.....	167
Tabla G. 1: Detalle de Indicadores de Intensidad energética por áreas de producción	189
Tabla G. 2: Evolución Índices de Intensidad Energética periodo Octubre 2006- Septiembre 2007.....	190

INDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1: Unilineal esquemático sistema 220 [kV]	33
Figura 3. 2: Unilineal esquemático Sistema 66 [kV]	34
Figura 3. 3: Unilineal esquemático Sistema 15 [kV]	35
Figura 3. 4: Unilineal esquemático Sistema 23 [kV] (Las Tórtolas).....	37
Figura 3. 5: Esquema de Medición de Energía en Alimentadores principales.....	39
Figura 3. 6: Esquema 1 de distribución de cargos actual (X [%] e Y [%] con respecto a la Energía activa Total consumida por Las Tórtolas y Los Bronces)	41
Figura 3. 7: Esquema 2 de distribución de cargos actual (X [%] e Y [%] con respecto a la Energía activa Total consumida por Las Tórtolas y Los Bronces)	42
Figura 4. 1: Relación Empresa Generadora- Faena minera.....	46
Figura 4. 2: Distinción de responsabilidades en caso de Fallas	48
Figura 5. 1: Energía total consumida periodo oct. 2006- sept. 2007.....	54
Figura 5. 2: Balance de Energía por Áreas de la Faena Minera	55
Figura 5. 3: Esquema de Intensidad Energética Planta Los Bronces	56
Figura 5. 4: Esquema de Intensidad Energética Planta STP/ SSA	57
Figura 5. 5: Esquema de Intensidad Energética Planta Lixiviación I.....	57
Figura 5. 6: Esquema de Intensidad Energética Planta SX- EW I	57
Figura 5. 7: Esquema de Intensidad Energética Planta Lixiviación II	57
Figura 5. 8: Esquema de Intensidad Energética Planta SX- EW II.....	58
Figura 5. 9: Esquema de Intensidad Energética Planta Sulfatos SF.....	58
Figura 5. 10: Esquema de Intensidad Energética Planta Neutra	58
Figura 5. 11: Esquema de Intensidad Energética STR y Repulpeo.....	58
Figura 5. 12: Esquema de Intensidad Energética Operación Mina	59
Figura 5. 13: Esquema de Intensidad Energética Planta Las Tórtolas	59
Figura 5. 14: Esquema de Intensidad Energética Planta Molibdeno.....	59
Figura 5. 15: Esquema de Uso de la Red del Sistema Eléctrico por parte de las Áreas de la Faena Minera (Planta Los Bronces)	60
Figura 5. 16: Esquema de Uso de la Red del Sistema Eléctrico por parte de las Áreas de la Faena Minera (Planta San Francisco).....	61

Figura 5. 17: Esquema de Uso de la Red del Sistema Eléctrico por parte de las Áreas de la Faena Minera (Planta Las Tórtolas)	62
Figura 5. 18: Sistema Eléctrico simplificado División Los Bronces.....	63
Figura 6. 1: Esquema de Redes de Distribución presentes y uso de la transmisión Adicional	67
Figura 6. 2: Esquema factor de pérdidas medias de potencia de punta en transmisión adicional, asociado a Maitenes	70
Figura 6. 3: Esquema para la determinación del Precio de Potencia de Punta en el punto de Interconexión Maitenes	71
Figura 6. 4: Esquema Factor de Pérdidas medias de Potencia de Punta en el nivel de 66 [kV]	72
Figura 6. 5: Esquema Factor de Pérdidas medias de Potencia de Punta en el nivel de 15 [kV]	74
Figura 6. 6: Esquema factor de pérdidas medias de potencia de punta en transmisión adicional, asociado a Las Tórtolas.....	76
Figura 6. 7: Esquema para la determinación del Precio de Potencia de Punta en el punto de Interconexión Las Tórtolas.....	76
Figura 6. 8: Esquema Factor de Pérdidas medias de Potencia de Punta en el nivel de 23 [kV]	77
Figura 6. 9: Inyección debida a grupos electrógenos referida a punto de interconexión con empresa generadora	88
Figura 6. 10: Esquema de obtención de unidad homogénea de comparación para procesos Ineficientes ...	93
Figura 6. 11: Esquema de obtención de unidad homogénea de comparación para procesos Eficientes	95
Figura 7. 1: Precios de Energía en punto de interconexión con Empresa Generadora.....	102
Figura 7. 2: Energía Consumida versus Energía medida en forma manual	102
Figura 7. 3: Precios de Energía en puntos de Interconexión con Redes de Distribución LT y LB	103
Figura 7. 4: Precios de Potencia de Punta en Punto de Interconexión	104
Figura 7. 5: Precios de potencia de Punta del Sistema en puntos de interconexión con Redes de Distribución LT y LB.....	104
Figura 7. 6: Costos Variables asociados a Clientes Categoría 1	105
Figura 7. 7: Cargo por energía a Clientes Categoría 2	106
Figura 7. 8: Factores de Pérdidas de Energía	107
Figura 7. 9: Factores de Pérdidas de Potencia.....	107
Figura 7. 10: Cargo por Potencia de Punta del Sistema a Clientes Categoría 2.....	108
Figura 7. 11: Demandas coincidentes de los niveles de tensión respecto a punta del sistema.....	108
Figura 7. 12: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Chancado- Molienda- Espesaje en el horizonte de estudio	109

Figura 7. 13: Clasificación de eficiencia energética del Proceso STP/SSA en el horizonte de estudio.....	109
Figura 7. 14: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Lixiviación I en el horizonte de estudio	109
Figura 7. 15: Clasificación de eficiencia energética del Proceso SX- EW I en el horizonte de estudio	110
Figura 7. 16: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Lixiviación II en el horizonte de estudio	110
Figura 7. 17: Clasificación de eficiencia energética del Proceso SX- EW II en el horizonte de estudio...	110
Figura 7. 18: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Planta de Sulfatos en el horizonte de estudio	111
Figura 7. 19: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Neutralización de Refino en el horizonte de estudio	111
Figura 7. 20: Clasificación de eficiencia energética del Proceso STR y Repulpeo en el horizonte de estudio	111
Figura 7. 21: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Operación Mina en el horizonte de estudio	112
Figura 7. 22: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Flotación/ Remolienda- Espesaje/ Filtración en el horizonte de estudio	112
Figura 7. 23: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Planta de Molibdeno en el horizonte de estudio	112
Figura 7. 24: Potencias instaladas de procesos vinculados a la operación.....	113
Figura 7. 25: Comparación entre la Energías total consumida y el monto de energía en exceso sujeto a multa.....	114
Figura 7. 26: Monto de multa a distribuir entre clientes ineficientes, en los meses del horizonte de estudio	115
Figura 7. 27: Energía en exceso sujeta a multa	115
Figura 7. 28: Comparacion porcentual entre pago debido a multa con respecto a Pago de Energia consumida	116
Figura 7. 29: Distribución de las multas e incentivos entre los procesos productivos (mes Septiembre)..	116
Figura 7. 30: Comparación entre Pago por Potencia de clientes en 66 [kV] según modelo propuesto y metodología anterior	117
Figura 7. 31: Potencia en el nivel de 66 [kV] coincidente con la punta del Sistema Eléctrico Faena Minera	118
Figura 7. 32: Comparación entre Pago por Potencia de clientes en 15 [kV] según modelo propuesto y metodología anterior	118
Figura 7. 33: Potencia en el nivel de 15 [kV] coincidente con la punta del Sistema Eléctrico Faena Minera	118

Figura 7. 34: Comparación entre Pago por Potencia de clientes en 23 [kV] según modelo propuesto y metodología anterior	119
Figura 7. 35: Potencia en el nivel de 23 [kV] coincidente con la punta del Sistema Eléctrico Faena Minera	119
Figura 7. 36: Factor de coincidencia de los clientes, en Categoría 1, de los distintos niveles de tensión, respecto a la punta del sistema	120
Figura 7. 37: Factor de coincidencia de los clientes, en Categoría 2, de los distintos niveles de tensión, respecto a la punta del sistema	120
Figura 7. 38: Incidencia de la implementación del modelo con y sin Indicadores de eficiencia, respecto al pago por Energía en el nivel de 66 [kV]	121
Figura 7. 39: Incidencia de la implementación del modelo con y sin Indicadores de eficiencia, respecto al pago por Energía en el nivel de 15 [kV]	121
Figura 7. 40: Incidencia de la implementación del modelo con y sin Indicadores de eficiencia, respecto al pago por Energía en el nivel de 23 [kV]	121
Figura 7. 41: Comparación Costos de Energías autogeneradas en los niveles de 66 y 15 [kV], respecto al precio de venta de energía de la Empresa Generadora.....	123
Figura 7. 42: Incidencia de la Generación propia en el costo de Energía a clientes en 66 [kV]	124
Figura 7. 43: Incidencia de la Generación propia en el costo de Energía a clientes en 15 [kV]	124
Figura 7. 44: Incidencia de la Generación propia en el costo de Energía a clientes en 23 [kV]	124
Figura 7. 45: Registro de demandas máximas leídas en horas de punta en el horizonte de estudio	125
Figura 7. 46: Estimación de las Demandas Máximas leídas sin Generación propia.....	126
Figura 7. 47: Distribución de los costos de distribución de la red de 66 [kV] entre los clientes en 66 y 15 [kV]	128
Figura 7. 48: Costos de distribución de la red de 15 [kV], asociada a clientes en 15 [kV].....	129
Figura 7. 49: Costos de distribución de la red de 23 [kV], asociada a clientes en 23 [kV].....	129
Figura 7. 50: Distribución de los costos de distribución de transmisión adicional del tramo punto de inyección- Las Tórtolas, entre los clientes de los distintos niveles de tensión.....	130
Figura 7. 51: Distribución de los costos de distribución de transmisión adicional del tramo LT- Maitenes, entre los clientes en 66 y 15 [kV].....	131
Figura 7. 52: Costos de Trasmisión Adicional asignadas en forma exclusiva a Las Tórtolas	131
Figura 7. 53: Distribución de los Costos totales por mes, debidos al pago de las componentes involucradas en el modelo de tarificación	132
Figura B. 1: Tipos de torre (de izquierda a derecha): Torre tipo D1, torre tipo A1, tipo C1, poste de suspensión tipo E, poste de anclaje tipo E (66 [kV]); torre tipo Reina (23 y 15 [kV])	147
Figura E. 1: Croquis de Medición Planta Los Bronces	168

Figura E. 2: Croquis de Medición Planta San Francisco.....169

1. INTRODUCCIÓN

La minería consume un porcentaje significativo del total de energía utilizada a nivel mundial, y Chile no constituye la excepción. Y es que, dada la gran importancia que tiene la minería en nuestro país; esta actividad consume aproximadamente un tercio de la electricidad demandada nacionalmente.

Actualmente la minería enfrenta variados desafíos entre los que se encuentran:

- Presiones ambientales tanto nacionales como internacionales que velan celosamente por el cumplimiento de las normativas vigentes y por la sustentabilidad del medio ambiente.
- La competencia de sustitutos desarrollados con gran dinamismo que se contraponen al crecimiento lento de la demanda por productos mineros.
- Una seguridad de abastecimiento energético que comienza a ser cuestionada, asociada a eventuales sequías, cortes de gas natural; incidiendo en costos probablemente más elevados.

De esta forma, la alternativa de emplear la energía en forma eficiente comienza a constituir una opción estratégica válida para enfrentar estos desafíos. Y es que, sumado al hecho de mejorar la productividad y competitividad de la industria minera; permite incrementar la venta de sus productos y a la vez reducir la contaminación atmosférica derivada de su actividad.

En este sentido, la idea de construir una propuesta tarifaria implementada al interior de cada una de las Faenas Mineras; que sea capaz de normalizar los elementos y criterios a tener en cuenta para la fijación de cargos por el uso de la red de distribución interna, aplicados a las distintas áreas de producción y; que al mismo tiempo tome en consideración indicadores de eficiencia asociados al uso de la energía al interior de estos procesos; garantizaría la innovación de una nueva propuesta tendiente a entregar a las áreas de producción, las señales adecuadas para usar la energía de una manera eficiente.

Esta propuesta tarifaria sería capaz de garantizar la transparencia en la distribución tanto de los costos de energía como de los cargos vinculados al uso de las redes, entre las distintas áreas del proceso de la obtención del Cobre. Conjuntamente y, dado su planteamiento en función de distintos indicadores de eficiencia, la propuesta constituiría, a la vez, una nueva herramienta de gestión para analizar la evolución del uso del recurso energético de manera de motivar los potenciales teóricos para el mejoramiento de la eficiencia energética de las distintas áreas de producción.

1.1 Objetivos

El planteamiento de la modelación de tarificación a implementarse al interior de las Faenas mineras, pretende cubrir los siguientes objetivos específicos:

- **Objetivo 1:** Elaborar una propuesta de tarificación que sea útil para conocer el impacto que cada una de las áreas de producción tiene en el uso de la energía y en el empleo de la red de

distribución de la Faena Minera.

- **Objetivo 2:** Definir los precios, cargos y costos para su aplicación a las distintas áreas de producción, de acuerdo con el nivel de voltaje, coincidencia con la punta del sistema e indicadores de eficiencia.
- **Objetivo 3:** Desarrollo de indicadores de Eficiencia Energética por área de producción, que permitan evaluar la evolución del uso de recursos energéticos, desde el punto de vista de su eficiencia, de manera de motivar los potenciales teóricos de mejoramiento de la Eficiencia Energética de las distintas áreas, e incentivar a la realización de estudios ligados a la reducción de costos, aumento de productividad, reducción de emisiones y protección del medio ambiente.
- **Objetivo 4:** Plantear un nuevo modelo sustentable de tarificación, que permita evaluar la implementación de futuras obras a través de la entrega de distintas señales técnico- económicas. Se pretende disponer de una herramienta fundamental para negociar los contratos de suministro eléctrico futuros y para evaluar la factibilidad del empleo de Generación propia durante las horas de punta.

1.2 Estructura del trabajo

El presente trabajo de título se encuentra organizado en ocho capítulos, un índice bibliográfico y seis apéndices.

El primer capítulo corresponde a la introducción y motivación del tema propuesto, indicando los objetivos propuestos y el alcance del mismo.

El segundo capítulo presenta las metodologías de tarificación implementadas en algunos países latinoamericanos, especificando las estructuras tarifarias con que cuentan y los distintos grupos de clientes sobre los que aplican.

El tercer capítulo da cuenta de las características del proceso de producción implementado en la Faena Minera patrocinante, las características de su sistema eléctrico y la metodología de tarificación con que actualmente se cuenta.

El cuarto capítulo muestra las generalidades de una apropiada tarificación eléctrica, y en particular los requerimientos que ésta debe cubrir al ser implementada dentro de una Faena Minera.

El quinto capítulo cubre los antecedentes específicos de la tarificación, esto es, se caracteriza el área de servicio en que ésta tendrá efecto; se identifican los distintos niveles de tensión; se desglosan los distintos clientes en áreas de producción asignándoles índices de eficiencia energética representativos del uso intensivo de la energía y se detallan los balances de potencia y energía para el horizonte de un año de estudio.

En el sexto capítulo se presenta el modelo de tarificación eléctrica a implementar en la Faena Minera. Luego, se presenta la propuesta para caracterizar a los grupos de clientes, y los cargos a los que éstos están sometidos.

El séptimo capítulo contiene los resultados del modelo simulando su aplicación para el horizonte de un año de estudio.

El octavo capítulo alberga las discusiones y conclusiones pertinentes ligadas a este trabajo de titulación.

El Apéndice A contiene las características y parámetros de las líneas de transmisión dispuestas en el sistema eléctrico de la Faena Minera patrocinante.

El Apéndice B reúne los costos de inversión asociados a las instalaciones presentes en la Mina, y presenta los resultados del cálculo del AVNR vinculado a dichas instalaciones.

En el Apéndice C y D se muestran los datos del balance de potencia y energía, respectivamente, correspondientes a cada cliente y área del proceso productivo.

En el Apéndice E se explicita el cálculo de las pérdidas de energía y potencia vinculadas a la transmisión y transformación, y las pérdidas en medidores.

El Apéndice F da cuenta de los distintos indicadores de intensidad energética considerados y su evolución en el horizonte de estudio.

2. TARIFICACIÓN DE ELECTRICIDAD EN LATINOAMERICA

2.1 BOLIVIA

La tarificación en Bolivia da cuenta de que los precios máximos de distribución, para cada nivel de tensión, están compuestos por las tarifas base y fórmulas de indexación. A su vez, la tarifa base para cada nivel de tensión, se compone de:

- Cargo por Consumidor
- Cargo por Potencia de Punta
- Cargo por Potencia fuera de punta
- Cargo por energía

Las tarifas base son indexadas mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejan tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos de eficiencia operativa.

La superintendencia aprueba, por Resolución, para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los Consumidores Regulados en la zona de su concesión, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos anteriormente descritos.

La aplicación de las tarifas para cada categoría de consumidor a los consumos respectivos, da como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos por la aplicación de la tarifa base, a la totalidad de los consumos servidos en cada nivel de tensión.

Las tarifas base, para cada nivel de tensión y para su aplicación en periodos mensuales, se determina conforme a la aplicación de los siguientes cargos:

- 1) Cargo de Consumidor
- 2) Cargo por Potencia de Media Tensión
 - a) Cargo por Potencia fuera de punta en media tensión
 - b) Cargo por potencia de punta en media tensión
- 3) Cargo por Potencia en Baja tensión, constituido por:
 - c) Cargo por Potencia Fuera de Punta en baja tensión.
 - d) Cargo por Potencia de Punta en baja tensión
- 4) Cargo por Energía en los niveles de media y baja tensión

Los clientes se clasifican en tres grandes grupos (categorías tarifarias) en función de la potencia máxima individual demandada, teniendo en cuenta los costos de medición y la capacidad de reacción ante las señales de precios que tienen los consumidores agrupados en ellos.

- Pequeñas Demandas (hasta 10 kW en Baja Tensión)
- Medianas Demandas (Mayores de 10 y hasta 50 kW en Baja/ Media Tensión)

- Grandes Demandas (Mayores de 50 kW en Baja/ Media Tensión)

a) Pequeñas Demandas: Corresponden a consumidores que tienen muy poca respuesta a las señales de precios y a los que se les debe entregar suministro en Baja Tensión. Es por esta razón que para su tarificación se considera la medición de energía exclusivamente.

Esto es, corresponde a una tarificación basada en un cargo fijo mensual y uno variable en función de la energía mensual consumida, sin efectuar discriminación horaria. Teniendo presente que en esta categoría no se efectúa medición de potencia, y que se presentan distintas modalidades de consumo en la misma, se considera apropiado efectuar una discriminación en función de distintas modalidades de consumo tales como Residencial, General, Alumbrado Público y Rural/ Riego.

b) Medianas Demandas: Se trata de usuarios que si bien no justifican una discriminación horaria en los cargos, demandan una potencia suficiente como para requerir su medición a efectos de su adecuada facturación. Luego, se considera la medición de potencia a fin de determinar el máximo nivel demandado y un registro de energía sin discriminación horaria en los cargos.

Para esta categoría, se considera una tarifa que contempla los siguientes cargos:

- Cargo por Potencia máxima demandada (CP.)
- Cargo por consumidor (CC).
- Cargo por Energía consumida sin discriminación horaria (CE)

c) Grandes Demandas: Consumidores que tienen posibilidades de adecuar su demanda a las señales económicas enviadas por la tarifa, por lo que se hace necesaria una discriminación horaria de los cargos.

Se considera la medición de potencia en horas de punta y fuera de punta y una medición de energía para cada uno de los tramos horarios en que se efectúa la compra de energía en la entrada de la red de Distribución, también se considera necesario el registro de energía reactiva demandada. Con ello, los cargos a aplicar en esta categoría son:

- Cargo por potencia en horas de punta (CP)
- Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta (CEP)
- Cargo de Energía en cada periodo horario coincidente con los de compra (Bloque alto, medio y bajo)

2.2 SALVADOR

En el Salvador, todo usuario final debe contratar el suministro de energía con un comercializador. Luego, los generadores que tienen contratos de suministro de energía eléctrica con usuarios finales, deben inscribirse en la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones, en adelante SIGET, como comercializadores.

De esta manera, en los documentos de cobro por el suministro de energía eléctrica a usuarios finales, debe diferenciarse los cargos por el uso de la red de distribución, de los cargos por consumo de energía eléctrica.

Los operadores de redes de distribución que actúan como comercializadores en el área geográfica donde se utilizan sus redes, deben presentar anualmente un pliego tarifario que contenga los precios y condiciones de suministro de energía eléctrica de acuerdo con el nivel de voltaje, estacionalidad y distribución horaria del uso de ésta.

Los precios incluidos en los pliegos tarifarios, deben basarse en:

- Los precios de energía y capacidad contenida en contratos de largo plazo aprobados por la SIGET de acuerdo a la metodología definida en forma reglamentaria.
- El precio promedio de la energía en el nodo respectivo durante el año anterior a la presentación del pliego.
- Los cargos por el uso de la red de distribución.
- Los cargos de atención al cliente.

El pliego tarifario debe incluir una fórmula de ajuste automático, con el objeto de conservar el valor real de los precios.

Los consumidores conectados a una red de distribución pueden exigir al distribuidor correspondiente el otorgamiento de contratos de suministro de energía de acuerdo con el pliego tarifario aprobado por la SIGET. No obstante, los consumidores pueden negociar con cualquier comercializador, los precios y condiciones del suministro de energía eléctrica, distintos a los aprobados por la SIGET, sin intervención de ésta.

Las actividades de distribución de energía eléctrica incluyen el suministro, instalación, mantenimiento y lectura del equipo de medición. Los comercializadores pueden realizar lecturas de dicho equipo cuando lo consideren necesario.

Los distribuidores que actúan como comercializadores, en el área geográfica donde se ubican sus redes, deben presentar el pliego tarifario que contiene los precios y condiciones del suministro de energía eléctrica y la documentación que respalde sus solicitudes.

El pliego tarifario puede incluir tantas opciones de compra como cada distribuidor considere conveniente, tomando en cuenta el nivel de voltaje, la capacidad instalada, la distribución horaria del uso de la energía y otras características de los usuarios.

El distribuidor está obligado a suministrar energía eléctrica de acuerdo con lo dispuesto en cualquiera de las opciones de dicho pliego tarifario a cualquier usuario que así lo solicite, siempre y cuando éste se encuentre conectado a su red y cumpla con las condiciones establecidas en esa opción. Y es que en ningún caso los distribuidores pueden obligar a los usuarios a aceptar los precios y condiciones de una determinada opción.

El punto de conexión entre las instalaciones del distribuidor y el usuario final está determinado por la ubicación del equipo de medición.

Las distribuidoras aplican un ajuste trimestral al precio de la energía, a efectos de establecer los precios de energía a aplicar conforme los bloques de Punta, Valle y Resto, los cuales son los considerados en los pliegos tarifarios.

Los cargos por el uso de las redes de distribución, son utilizados para establecer la componente de distribución en los precios al consumidor final, y son incluidos dentro del pliego tarifario que es presentado por las empresas distribuidoras. La metodología contribuye a potenciar criterios de eficiencia y racionalidad económica.

La metodología aplica a todas las empresas distribuidoras que actúan como comercializadoras en el área geográfica donde se ubican sus redes, quienes deben aplicar, al consumidor final, cargos por uso de Red (CUR).

Tanto la empresa distribuidora, como la SIGET deben realizar estudios tarifarios. Ésta última con el propósito de validar o indicar modificaciones a los cálculos presentados por la empresa, sobre el cargo por el uso de red del sistema de distribución para los subsistemas de media y baja tensión.

Los Cargos de Distribución (CDistr), se calculan en forma separada para las redes de Media tensión (tensiones sobre los 600 [V] e inferior a 115000 [V]) y Baja Tensión (tensiones inferiores o iguales a 600 [V]). Dichos cargos son expresados en valores monetarios por mes en [USD/kW/mes] y no incluyen costos de facturación, cobranza y similares, que están asociados a la actividad de atención al cliente.

Las pérdidas técnicas medias de distribución de energía correspondiente a redes eficientemente dimensionadas, operadas y mantenidas, son consideradas en el cálculo del precio de la energía de la tarifa eléctrica al consumidor final.

Para los efectos del cálculo de las pérdidas medias de distribución en energía, la SIGET reconoce porcentajes máximos de pérdidas obtenidos de los estudios de optimización del sistema de distribución.

2.3 CHILE

En el sistema tarifario chileno se cuenta con dos grandes tipos de clientes, aquellos denominados clientes libres, o no regulados, y los clientes regulados. La denominación libre guarda relación con el hecho que éstos pueden convenir libremente los precios con sus respectivos proveedores, mientras que en el caso de los clientes regulados, dichos precios son establecidos según decretos de fijación de precios, por el decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

La ley establece que los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2 [MW], efectuados desde instalaciones de tamaño superior a 1,5 [MW], en capacidad instalada de generación, les son aplicables las fórmulas tarifarias correspondientes al sector de distribución que se encuentre geográficamente más próximo y en las condiciones que establece el decreto N° 632 del 13 de noviembre de 2000 del Ministerio de economía reconstrucción.

A su vez, dentro del sistema eléctrico, existen dos tipos de mercados. Uno de ellos, es cubierto por las empresas distribuidoras, los cuales entregan suministro a clientes domiciliarios, terciarios

e industriales. Por su lado, existe además el mercado abastecido por los grandes proveedores (generadoras), las que pueden suministrar directamente a las empresas distribuidoras de electricidad, y a la vez concertar contratos de suministro con los clientes libres o no regulados.

La base del sistema tarifario, comienza con el cálculo de los precios de nudo, los cuales según la ley, son calculados en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1,5 [MW] de capacidad instalada de generación. Dichos precios constituyen los máximos aplicables a los suministros de electricidad que se efectúan a partir de instalaciones de generación- transporte a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúan, a su vez, suministros sometidos a fijación de precios.

La estructura de los precios a nivel de distribución considera los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y el Valor Agregado de Distribución (VAD), adicionándolo a través de fórmulas que representan una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponde tanto al costo de utilización de los recursos a nivel producción- transporte, efectuados por parte del usuario; como de los costos asociados a la actividad misma de la distribución.

El VAD se calcula en base a empresas modelo y considera:

- Costos Fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo.
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor nuevo de Reemplazo (VNR) de instalaciones adaptadas a su demanda, su vida útil, y una tasa igual al 10% real anual.

Las componentes mencionadas, se calculan por un determinado número de áreas de distribución típicas, que son fijadas por la Comisión Nacional de la Energía (ente regulador de los sistemas energéticos en Chile). Las componentes para cada área típica se calculan sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión. Dicho estudio se basa en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país. Las empresas concesionarias de distribución, como conjunto o individualmente, pueden contratar el mismo estudio, aplicando a las mismas áreas de distribución típicas definidas anteriormente, a otra empresa consultora, elegida por ellas de una lista de empresas preseleccionadas por la Comisión. En este caso, la Comisión puede revisar el o los estudios encargados por las empresas, y efectuar, con la conformidad previa de ellas, las correcciones a que dé lugar esta revisión. Si no se produce acuerdo, prima el criterio de las empresas respecto de los valores obtenidos en el o los estudios encargados por ellas.

La Comisión calcula para cada área, el promedio ponderado de los valores agregados resultantes de los estudios de la Comisión y de las empresas. Los coeficientes de ponderación son: dos tercios para los que resulten del estudio encargado por la Comisión y un tercio para los valores que resulten del estudio encargado por las empresas como conjunto, o para el promedio de los valores resultantes en los estudios encargados individualmente por las empresas, si los hay.

Con los valores agregados resultantes y los precios de nudo que correspondan, la Comisión estructura un conjunto de tarifas básicas preliminares para todas las empresas y sectores de distribución que se hayan definido.

Si las tarifas básicas así determinadas, permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos a la tasa de actualización definida del 10%, los valores agregados ponderados que les dan origen son aceptados. En caso contrario, los valores deben ser ajustados proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Con los valores agregados definitivos, la Comisión estructura fórmulas indexadas que expresan las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución. Estas fórmulas tienen un periodo de validez de cuatro años a no ser que en el intertanto se produjere una variación acumulada del IPC superior al 100%, o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, calculado según el procedimiento antes descrito, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida del 10%. En estos casos la Comisión debe efectuar un nuevo estudio, salvo que las empresas concesionarias de distribución y la Comisión acuerden unánimemente ajustar la fórmula original.

Opción de tarifas a empresas de servicio público de distribución

Las facturas a las empresas de servicio público de distribución, que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, incluyen los siguientes cargos:

Energía

La energía se factura multiplicando el consumo en el período, por el precio base de nudo, corregido por los factores de tensión y distancia.

Demandas

Existen dos formas de facturar las demandas:

Demandas leídas: Se toma como referencia las demandas máximas leídas en horas de punta y en horas fuera de punta. Además el cliente debe convenir una potencia máxima conectada con la empresa suministradora.

La demanda de facturación, en la cual se basa el cargo por demanda máxima en horas de punta, corresponde al promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en horas de punta de los doce meses, incluido el mes en que se factura.

La demanda de facturación, en la que se basa el cargo por demanda máxima en horas fuera de punta, es el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en horas fuera de punta de los últimos doce meses, incluido el mes en que se factura.

El cargo por demanda máxima fuera de punta se aplica a la diferencia entre la demanda de facturación fuera de punta y la demanda de facturación en horas de punta. El precio que se aplica

a esta diferencia de demandas máximas, es establecido de común acuerdo entre el cliente y el proveedor.

Demanda contratada: Para aquellos clientes en que la demanda máxima se produce durante las horas de punta, se debe contratar una potencia en horas de punta. De la misma forma, los clientes cuya demanda se produce fuera de las horas de punta, deben contratar una potencia fuera de punta y una potencia en punta.

El cargo por demanda en horas de punta, corresponde a la potencia contratada en punta, aplicándose el precio de nudo de la demanda en horas de punta, en el punto de entrega.

A los clientes que contratan potencia fuera de punta, por aquella parte en que la potencia fuera de punta excede a la potencia en punta, se les aplica un precio establecido de común acuerdo entre el cliente y el proveedor.

Energía Reactiva

Para facturar la energía reactiva, existen distintas alternativas. Una forma es considerar el factor de potencia medio mensual y la otra consta en considerar la energía reactiva en las horas de punta, en función de la energía activa consumida durante dichas horas de punta. Con ello, el mayor valor que resulte de comparar ambas alternativas, es el que se recarga por concepto de energía reactiva.

a) Factor de potencia medio mensual: Se impone un recargo de un 1% por cada escalón de 0,01 en que el valor del factor de potencia sea inferior a 0,93.

b) Energía reactiva en horas de punta: Se aplica un precio a la energía reactiva de las horas de punta, en función de la energía activa consumida durante las horas de punta.

Opciones tarifarias y contrataciones de potencia

Los clientes pueden elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias que sean compatibles con su nivel de tensión y ésta rige por un plazo mínimo de un año.

Se consideran clientes en alta tensión, aquellos conectados con su empalme a redes cuyo voltaje es superior a 400 [V], mientras que los de baja tensión, corresponden a aquellos que están conectados con su empalme a redes cuyo voltaje es inferior o igual a 400 [V].

Aquellos clientes cuyos suministros se efectúan en voltajes superiores a 44 ó 66 [kV], tienen una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión igual a 7%. Por su parte, para aquellos en que su voltaje de suministro sea 110 [kV], tienen una rebaja de tarifas aplicables en alta tensión, de 9%.

Los consumos correspondientes a clientes de alta tensión pueden ser medidos tanto en alta como en baja tensión. No obstante, en este último caso, se debe considerar un recargo por efecto de pérdidas de transformación, equivalente a 3,5 %, tanto en los cargos de energía, como de potencia.

Recargo por distancia

Las empresas pueden aplicar un recargo por distancia a sus clientes en alta y baja tensión, en las condiciones que se adjuntan a continuación:

- Los consumos cuyo punto de suministro se encuentre a una distancia inferior a 20 [km] de una subestación de bajada a niveles de tensión de 23 [kV] o menos, pero más de 400[V], no están afectos a recargos (dicha distancia se considera a lo largo de las líneas de distribución).
- Los consumos cuyo punto de suministro se encuentre a una distancia superior a 20 [km], de una subestación como la definida anteriormente, están afectos a un recargo por cada [km] de distancia por sobre el límite indicado, a lo largo de las líneas de distribución. Este recargo es de 0,5 [%] por cada [km], para los suministros en alta tensión.

Opción de tarifas a clientes regulados

Los clientes pueden elegir libremente cualquiera de las opciones de tarifa, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda. Las empresas concesionarias de servicio público de distribución están obligadas a aceptar la opción tarifaria que los clientes elijan. Existen tarifas para clientes denominados de baja tensión, las que se simbolizan por un BT- N°, donde N° representa el tipo de tarifa (1,2, etc.), y tarifas aplicadas a clientes de alta tensión, simbolizadas mediante la sigla AT-N°, donde representa el tipo de la tarifa. Es importante destacar que las tarifas de baja y alta tensión son exactamente iguales en términos de los cargos que las componen y la forma de cálculo de los mismos, difiriendo sólo en el costo de las variables de facturación. (En AT el costo es menor que en BT.)

Tarifa BT- 1 (Medidor simple de energía)

Corresponde al sistema tarifario más sencillo, puesto que se mide solamente la energía consumida. Pueden optar a esta tarifa aquellos clientes alimentados en baja tensión, cuya potencia conectada sea menor a 10 [kW] y aquellos clientes con potencia superior que instalen un limitador de potencia con la finalidad de cumplir este requisito. Con ello, esta tarifa comprende los siguientes cargos:

- a) Cargo fijo mensual: Corresponde a costos tales como lectura, facturación, reparto y cobranza de las boletas, que no tienen relación con el consumo. Este cargo se aplica incluso si el consumo es nulo.
- b) Cargo por energía: Para los meses comprendidos entre octubre y abril, se obtiene multiplicando los [kWh] registrados por el medidor durante el periodo de facturación por el precio unitario de la energía. Para los meses de mayo a septiembre este cargo se aplica sólo a los [kWh] consumidos por debajo del límite de invierno.
- c) Cargo energía adicional de invierno: El límite de invierno es el mayor valor que resulte de comparar 200 [kWh], con 1/7 del total de la energía consumida en el periodo 01 de octubre al 30 de abril inmediatamente anterior, incrementada en un 20 [%]. El cargo por energía adicional se cobra cuando simultáneamente se presentan las siguientes condiciones:

- Que el consumo sea mayor a 250 [kW/h] al mes
- Que se sobrepase el límite de invierno

Tarifa BT- 2 (AT- 2) (Medidor simple de energía y potencia contratada)

Esta opción tarifaria separa los cobros por energía y potencia respectivamente. Para ello requiere de un medidor simple de energía y un dispositivo limitador de potencia que se contrata de acuerdo a sus necesidades y según su disponibilidad de ellos en el mercado.

Esta opción tarifaria comprende los siguientes cargos:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por energía: Se obtiene multiplicando los [kWh] registrados por el medidor durante el periodo de facturación por el precio unitario de la energía base.
- c) Cargo por potencia contratada: Se obtiene multiplicando los [kWh] contratados por su precio unitario, siendo esto facturado todos los meses independiente del consumo. El precio unitario del cargo por potencia contratada varía según su grado de utilización en horas de punta. Dependiendo de esto, el consumo puede ser calificado como “Presente en punta” o “Parcialmente en punta”.
- d) Cargo por demanda: Se entiende que la potencia contratada está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media en horas de punta y su potencia contratada, es mayor o igual a 0,5. Por demanda media en horas de punta, se entiende al consumo de energía durante dichas horas, dividido por el número de horas de punta. La potencia contratada se establece mediante cálculo, en función de las cargas conectadas o mediante la medición de la demanda máxima.

Tarifa BT- 3 (AT- 3) (Medidor simple de energía y demanda máxima leída)

Esta opción separa los cobros por energía y potencia. Para ello se requiere de un medidor simple de energía con indicador de demanda máxima.

Esta opción tarifaria comprende los siguientes cargos:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por energía: Se obtiene multiplicando los [kWh] registrados por el medidor durante el periodo de facturación por el precio unitario de la energía base.
- c) Cargo por demanda máxima: Se calcula multiplicando la demanda máxima de facturación por el precio unitario correspondiente. La demanda máxima de facturación se calcula como el mayor valor entre la demanda leída en el mes y el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta dentro de los últimos 12 meses, incluidos el mes que se factura.

Tarifa BT- 4.1 (AT- 4.1)

Esta opción tarifaria requiere de un medidor simple de energía, además de un limitador para la potencia suministrada y un limitador para la potencia en horas de punta. Esto último se controla mediante un reloj, para que inicie su funcionamiento entre las 18:00 y 23:00 hrs. Durante los meses de mayo a septiembre.

Esta opción comprende los siguientes cargos:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por energía: Se obtiene multiplicando los [kWh] registrados por el medidor durante el periodo de facturación por el precio unitario de la energía base.
- c) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta: Este cargo se factura incluso si el consumo de energía es nulo. Se obtiene multiplicando los [kWh] de potencia contratada en horas de punta, por el precio unitario correspondiente.
- d) Cargo mensual por demanda máxima contratada: Se factura aunque no haya consumo de energía y se obtiene multiplicando los [kW] de potencia contratada en horas fuera de punta por el precio unitario correspondiente.

Tarifa BT- 4.2 (AT- 4.2)

Esta opción tarifaria distingue los horarios con horas de punta y los horarios con horas fuera de punta y requiere de un medidor de energía con indicador de demanda máxima para registrar la potencia demandada en horas de punta, además de un limitador para controlar la potencia contratada. Los cargos que comprende esta opción son:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por energía: Se obtiene multiplicando los [kWh] registrados por el medidor durante el período de facturación por el precio unitario de la energía base.
- c) Cargo mensual por demanda máxima leída en horas de punta: Se factura como demanda efectivamente leída del mes, para los meses de mayo a septiembre y como promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los meses de horas de punta del periodo inmediatamente anterior, (octubre- abril).
- d) Cargo mensual por demanda máxima contratada: Se factura aunque no haya consumo de energía y se obtiene multiplicando los [kW] de potencia por el precio unitario correspondiente.

Tarifa BT- 4.3 (AT- 4.3)

Esta opción tarifaria permite registrar en forma diferenciada la demanda en horas de punta y la demanda suministrada. Requiere de un medidor de energía con doble indicador de demanda máxima. Uno de los indicadores registra la más alta demanda suministrada durante las 24 horas,

mientras que el segundo indicador registra la más alta demanda durante las horas de punta. Los cargos que comprende esta opción son:

- a) Cargo fijo mensual
- b) Cargo por energía: Se obtiene multiplicando los [kWh] registrados por el medidor durante el periodo de facturación por el precio unitario de la energía base.
- c) Cargo por demanda máxima suministrada: Se factura como el promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos doce meses incluido el mes de facturación.
- d) Cargo mensual por demanda máxima leída en horas de punta: Se factura como demanda efectivamente leída del mes, para los meses de mayo a septiembre y como promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los meses de horas de punta del periodo inmediatamente anterior, para los meses de octubre a abril.

3. ESTADO DEL ARTE

3.1 Proceso productivo

En la faena minera, en estudio, el principal mineral que se procesa es el cobre, el cual se encuentra en el yacimiento como sulfuros. Los sulfuros son minerales constituidos por enlaces de azufre y elementos metálicos, tales como el cobre, hierro, plomo, zinc, y otros.

Los Sulfuros de alta ley ingresan a un concentrador para lograr como producto final concentrado de cobre. Por su parte, los Sulfuros de baja ley se extraen de la roca mediante lixiviación con soluciones ácidas y Electro obtención, generando cátodos de cobre.

3.1.1 Área Mina

La faena minera cuenta con una mina a rajo abierto, que consiste en un sistema de bancos o cortes escalonados, que involucran perforación, tronadura, carguío y transporte del material estéril (lastre o minerales de baja ley), el que es depositado en botaderos; y carguío y transporte de mineral hacia la planta de tratamiento.

De esta forma, se distinguen dos corrientes de materiales: lastre, que se transporta a disposición final, y mineral que continúa en el proceso de refinación.

Los factores que más inciden en los consumos de energía en esta área del proceso son la razón lastre/ mineral y la distancia media de acarreo tanto del mineral a la planta como del lastre a los botaderos.

3.1.2 Concentrador: Obtención de Cobre desde Sulfuros de Alta Ley

El cobre que se encuentra en forma de Sulfuros de Alta Ley en las rocas mineralizadas, sufre un proceso que libera y concentra las partículas de cobre, logrando un producto llamado Concentrado, en cual, es transportado a Fundiciones para lograr el producto final que son los ánodos de cobre. El proceso para la obtención de concentrado se divide en las siguientes fases o etapas:

a) Chancado: El mineral proveniente de la mina es transportado por camiones al chancador Primario con partículas desde 1 [mm] hasta fragmentos mayores a 1 [m] de diámetro. El mineral se introduce al chancador para reducir el tamaño de los fragmentos a un tamaño máximo de aproximadamente 9 pulgadas de diámetro.

b) Molienda: Luego de pasar por el chancado, el mineral se acopia para posteriormente entrar a la Molienda, donde mediante molinos SAG y molinos de bola, se continúa reduciendo el tamaño de las partículas hasta obtener una granulometría adecuada (milésima de milímetro).

c) Transporte de Pulpa: A medida que el mineral recorre el proceso de Molienda, se le agrega agua logrando una pulpa al final de éste. Luego, la pulpa es transportada por un mineroducto hasta la planta de Flotación.

d) Flotación: La pulpa entra al proceso de Flotación, donde mediante un proceso físico- químico se consigue la separación de los minerales sulfurados de cobre y otros elementos como el molibdeno, del resto de las partículas de roca.

Una vez que la pulpa ha pasado por todos los ciclos de flotación, se obtiene concentrado, donde la proporción de cobre aumenta a un valor de hasta 30 [%]. El concentrado final es secado mediante filtros, para luego ser transportado a diferentes Fundiciones dependiendo de su composición.

3.1.3 Planta de Cátodos de Cobre

El material estéril de mayor contenido de cobre, (0.15 a 0.70% de Cu) es depositado en botaderos y sometido a riego con soluciones ácidas para disolver, en un proceso que se prolonga por varios años, el cobre contenido en ellos (mayoritariamente sulfurado, que requiere de intensa actividad bacterial en el proceso).

Las soluciones cargadas de cobre obtenidas en este proceso son alimentadas a dos Plantas SX-EW (extracción por solventes y electro obtención) en que, mediante el uso de reactivos orgánicos, la solución de cobre es concentrada hasta obtener un electrolito de aprox. 45-50 [g/lit] de cobre y, posteriormente, sometido a un proceso electroquímico en que el cobre del electrolito es depositado sobre planchas (hojas) de acero inoxidable de las que, posteriormente, son separados mecánicamente (los cátodos de cobre).

Al final del proceso, se obtienen cátodos de cobre de una pureza de 99,99% de Cu, los cuales son directamente comercializados, sin requerir tratamiento adicional.

La Faena Minera en estudio, cuenta con dos plantas de cátodos de cobre: “Los Bronces” tiene una capacidad de 12000 [ton. cátodos/año], mientras que “San Francisco” 26000 [ton. cátodos/año].

3.1.4 Repulpeo de Relaves

El sistema de Repulpeo de Relaves tiene como objetivo retirar los relaves depositados en los antiguos tranques y transportarlos al Tranque ubicado en Las Tórtolas a aproximadamente 50 [km] de distancia.

3.1.5 Aguas

El recurso hídrico en la Faena Minera, en cuestión, es un recurso muy importante pues la Faena está ubicada en una zona cordillerana y por tanto la disponibilidad de agua, en forma natural, está vinculada a la estacionalidad del año. Luego, en el abastecimiento de Agua se distinguen tres tipos:

- a) Agua clara, permite satisfacer las demandas de agua potable y de la Red de incendio
- b) Agua Fresca, es la que se utiliza en el proceso productivo
- c) Abastecimiento de agua Fresca

En general, el agua proviene de distintos puntos de captación naturales como valles y quebradas, e incluso de la neutralización de aguas tratadas en procesos productivos.

3.2 Descripción del Sistema Eléctrico

Dada la calidad de cliente libre bajo el cual se catalogan a las Faenas Mineras, éstas pueden contraer contratos en forma liberada con alguna empresa Generadora. Luego, de aquí en adelante, se llamará “Empresa Generadora” a la entidad que abastece eléctricamente a la Faena Minera y “punto de inyección” a la S/E desde donde ésta entrega el suministro.

La Faena Minera cuenta con dos redes de distribución bien diferenciadas, denominadas red de distribución Las Tórtolas y red de distribución Los Bronces. En otras palabras, la compraventa de electricidad se efectúa en el Sistema Interconectado Central (SIC), y los consumos están localizados según se indica a continuación:

- En nivel de 23 [kV], en la S/E 220/23 [kV], de propiedad de la empresa generadora, denominada Las Tórtolas.
- En nivel de 220 [kV], en S/E Maitenes, 220/66 [kV], de propiedad de Los Bronces, ubicada en la localidad denominada Maitenes.

La energía eléctrica para los sectores de Los Bronces y de Las Tórtolas, la suministra la empresa Generadora en el nivel de 220 [kV], desde una S/E en el SIC, hasta la subestación Maitenes, alimentando de paso la subestación Las Tórtolas, que distribuye a la Planta Las Tórtolas en 23 [kV].

El sistema cuenta con un respaldo a través de Alfalfal- Los Almendros con una línea, de doble circuito de 220 [kV], que se conecta a la Subestación Ermita que a su vez alimenta a Subestación Maitenes.

3.2.1 Sistema de Distribución Los Bronces

El sistema de Distribución de Energía Eléctrica de Planta Los Bronces, está constituido por distintos niveles de tensión, entre los cuales destacan el sistema en 220 [kV], 66 [kV] y 15 [kV].

En un sentido topológico, el sistema de distribución es radial y se identifican ciertos sectores con generación de respaldo en caso de Falla, o para recortar la punta durante las horas de punta.

En la planta se identifican variados procesos, razón por la que el sistema de distribución abarca una extensa área, que va desde la alimentación proporcionada desde el punto de inyección hasta el rajo abierto correspondiente a la Operación de Mina propiamente tal.

El Sistema de transmisión en 220 [kV] cumple la función de transportar la energía eléctrica proveniente del punto de inyección del SIC.

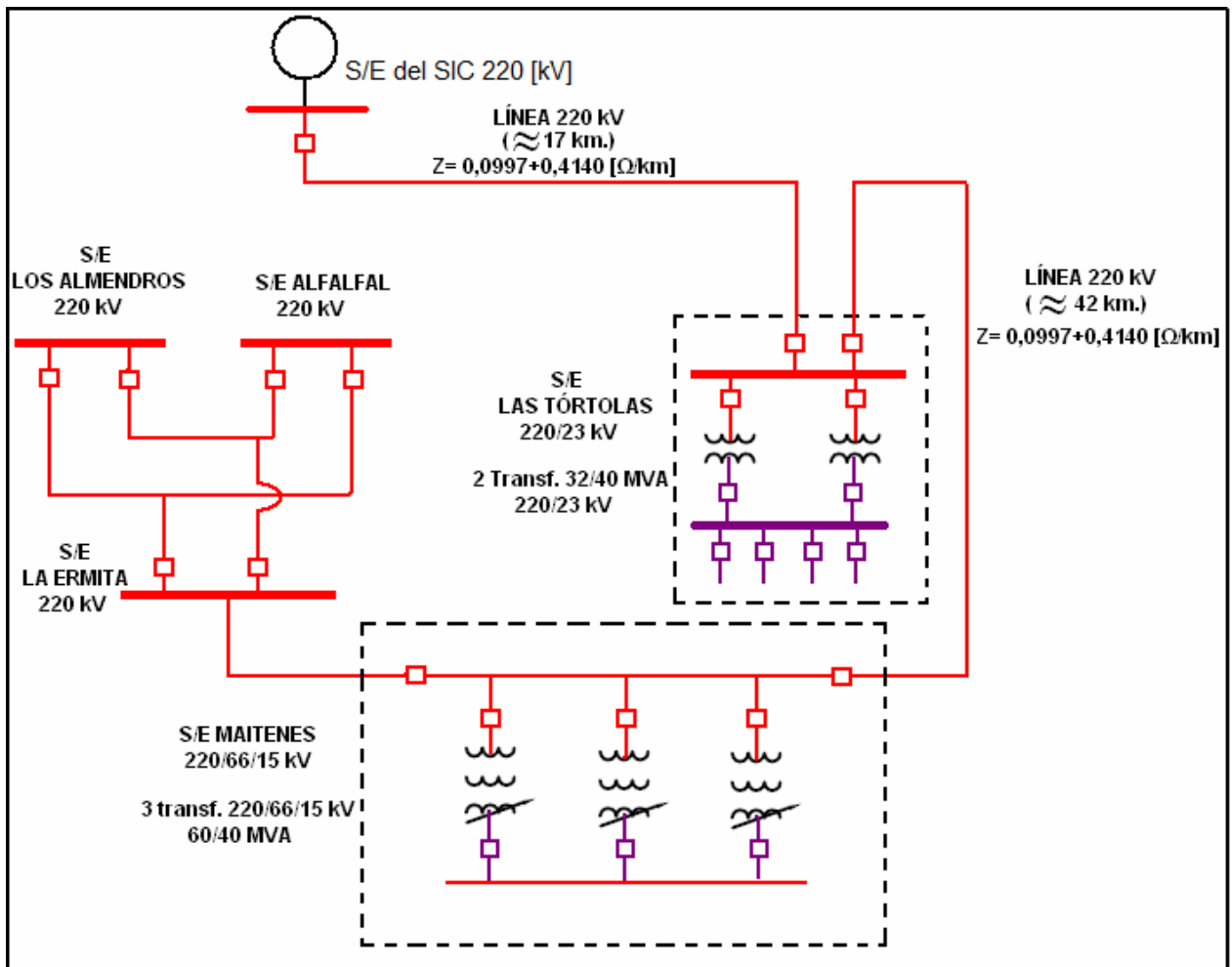


Figura 3. 1: Unilineal esquemático sistema 220 [kV]

El sistema en 66 [kV] se utiliza para suministrar energía a la S/E San Francisco, a través de las líneas 1, 4 y 5. A su vez, en el mismo nivel de tensión, desde S/E San Francisco se deriva la energía que será consumida en las subestaciones Mina 1 y 2 y a la S/E SAG 1. Desde esta última, y en el mismo nivel de tensión, se alimentan la S/E SAG 1 (1° nivel); S/E SAG 2 (1° Nivel) y sala Eléctrica Molienda 3.

Previo a la llegada de las líneas 1, 4 y 5 a la S/E San Francisco, desde la línea 1, se desprende una derivación hacia S/E PHI.

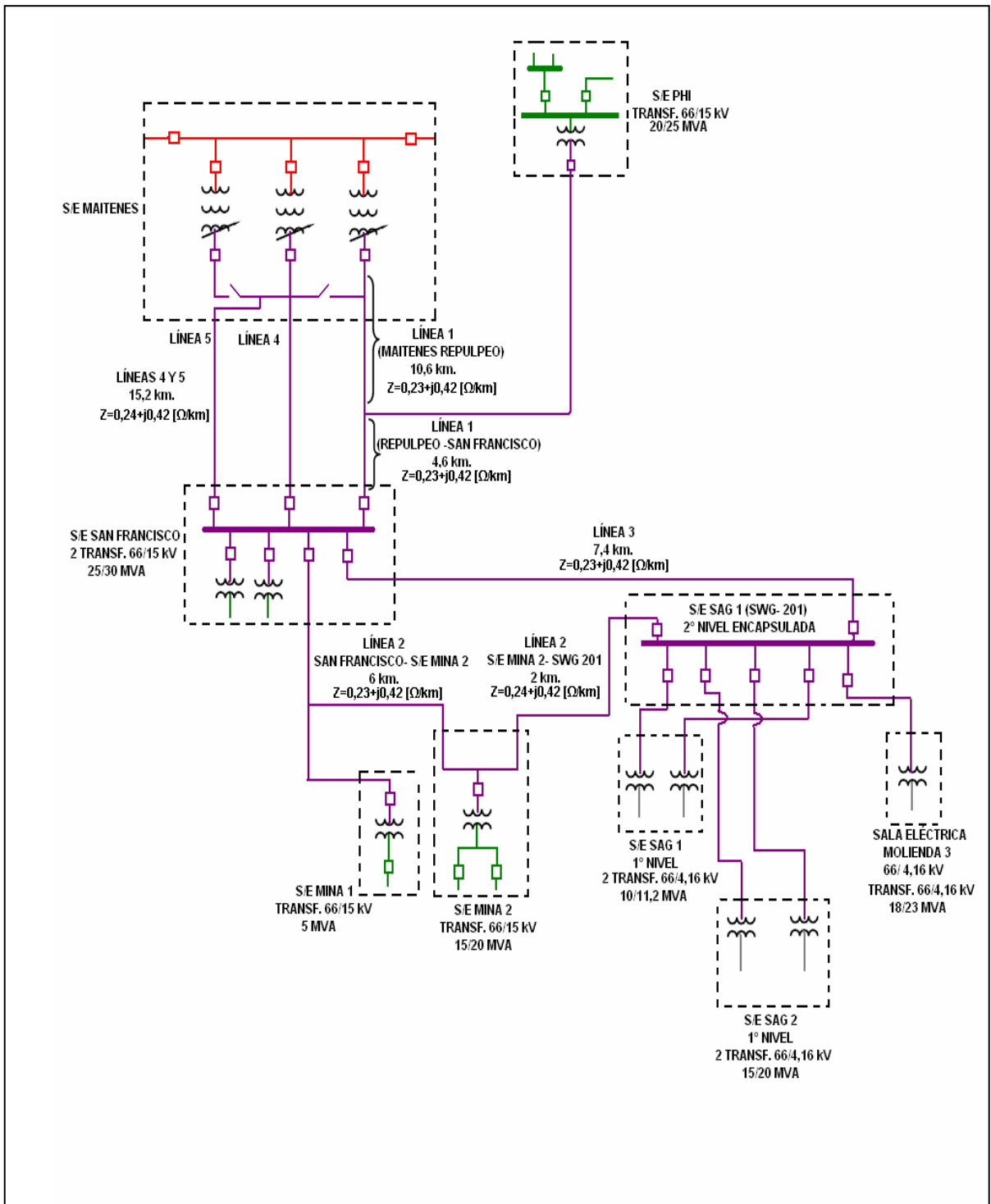


Figura 3. 2: Unilineal esquemático Sistema 66 [kV]

El sistema en 15 [kV] se encuentra distribuido en distintas áreas de la Faena Minera, y se utiliza principalmente para el suministro de electricidad a las estaciones de bombeo y Dren, asociadas a los procesos de suministro de aguas; forestación; Repulpeo de Relaves y sistema de transmisión de pulpa, ubicadas en el sector tranque y Riecillos. Además el sistema en este nivel de tensión es utilizado para otorgar suministro a campamento Pérez Caldera y consumos menores asociados a paso Marchant.

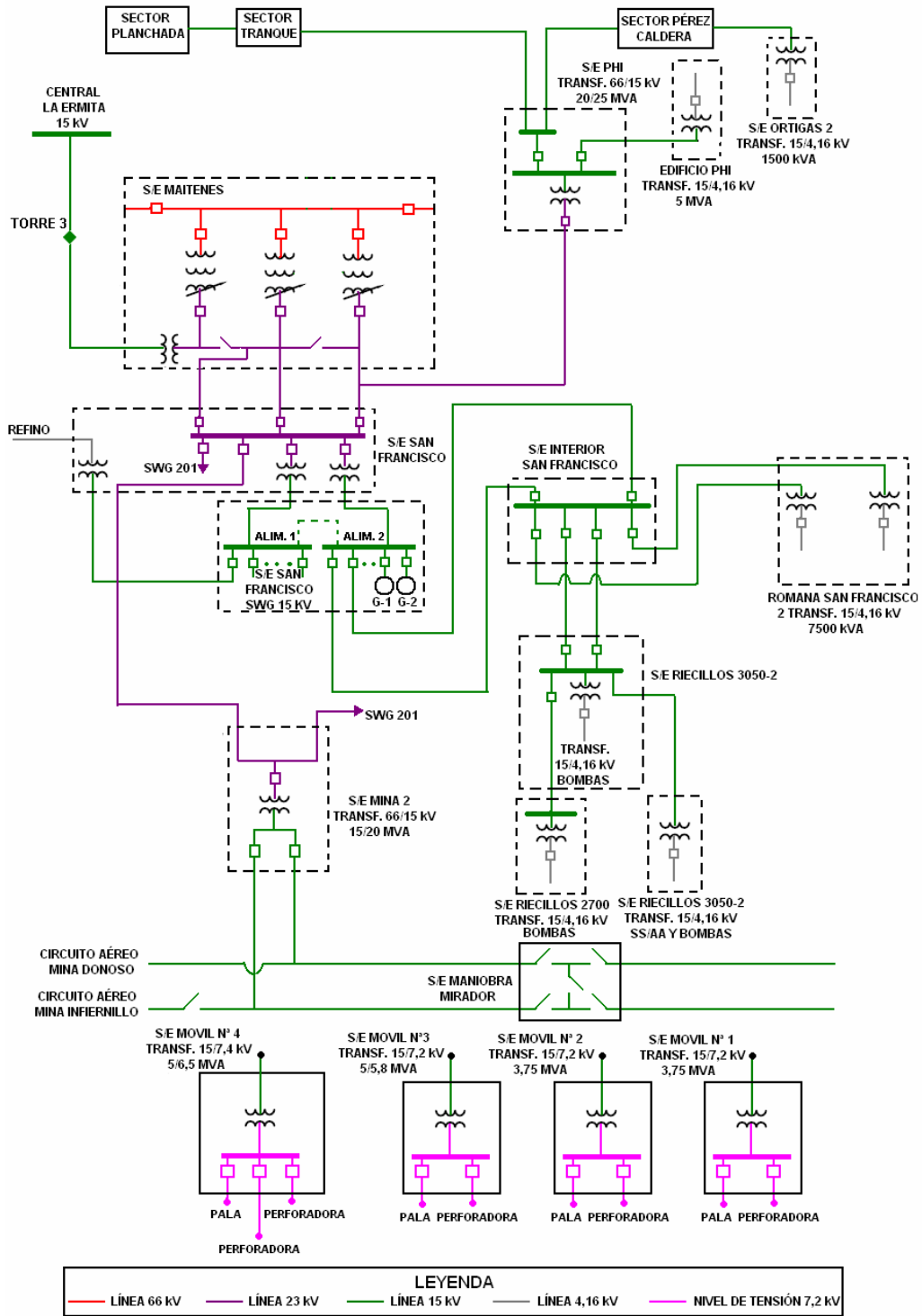


Figura 3. 3: Unilineal esquemático Sistema 15 [kV]

3.2.2 Sistema de Distribución Las Tórtolas

El sistema de distribución de Energía Eléctrica Las Tórtolas está compuesto por once subestaciones eléctricas que alimentan los diferentes sectores que participan en el proceso de flotación y filtrado de concentrado de mineral y extracción de Molibdeno.

El suministro eléctrico a las instalaciones de Las Tórtolas proviene de la S/E Las Tórtolas, desde donde se desprenden 3 líneas que alimentan las diferentes subestaciones.

El trazado eléctrico está fuertemente caracterizado por un sistema de distribución en 23 [kV], que corresponde al nivel de tensión con el cual se da suministro a todas las subestaciones de esta planta, para luego a través de subestaciones de bajada, proveer la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de los equipos de las distintas áreas.

De esta forma existen otros niveles de tensión inferiores como el correspondiente a 4,16 [kV] que se utiliza para alimentar equipos cuya potencia nominal es mayor que 250 [HP] y; el sistema en 400 [V] que distribuye energía a equipos de potencia menor o igual a 250 [HP].

El sistema de distribución en 23 [kV] se inicia desde la subestación de bajada Las Tórtolas, en donde hay dispuestos dos transformadores de 220/23 [kV] de 40 [MVA] cada uno. Desde esta subestación, se transporta la energía a través de tres alimentadores: alimentador Tranque, alimentador Planta N° 1 y alimentador Planta N° 2. El primero de ellos, alimenta a su vez dos líneas en 23 [kV] que proveen de energía a los equipos al interior de la planta.

Las líneas en 23 [kV], que reciben energía desde el alimentador tranque, son aéreas en todo el tramo. Inicialmente, estas dos líneas son paralelas pero más tarde se bifurcan para abastecer de energía a distintos consumos.

Por su parte, las líneas Planta N° 1 y planta N° 2 son paralelas en la primera etapa del trazado desde S/E Las Tórtolas a SWG-901. Luego de la salida desde S/E Las Tórtolas, tienen un tramo subterráneo, para luego pasar a un tendido aéreo y posteriormente volver a un tramo subterráneo que alimenta, en 23 [kV], a la S/E Flotación y Remolienda a través del switchgear SWG-901. En esta subestación se transforma el voltaje de 23 [kV] a los niveles de tensión de 4,16 [kV] y 400 [V], a través de siete transformadores.

Cabe destacar que la acometida al SWG-901, es por ambas líneas, sin embargo, la línea planta N°1 se encuentra como respaldo ante eventualidad de emergencia, dejando a la línea planta N° 2 estar operativa durante el régimen de operación normal.

En la segunda etapa del trazado, es solamente la línea planta N° 1 la que alimenta, en 23 [kV], a las Estaciones de rebombeo N°1, N°2, N°3 y N°4 y estaciones disipadoras N°1; N°1,5; N°2 y A.

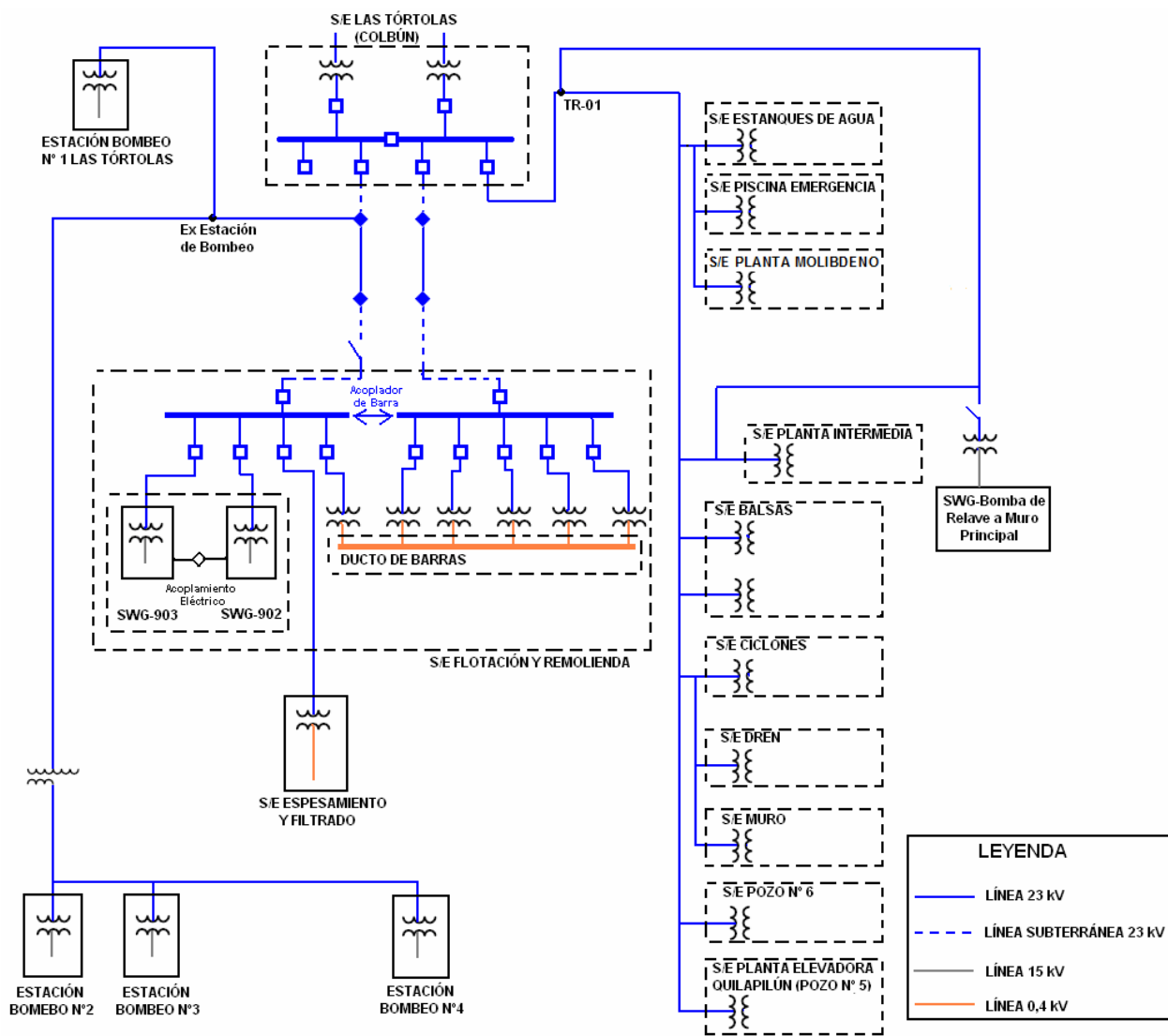


Figura 3. 4: Unilineal esquemático Sistema 23 [kV] (Las Tórtolas)

El detalle de las líneas de transmisión presentes en los distintos niveles de tensión, se detalla en el Apéndice A: Características y Parámetros Líneas de Transmisión.

3.2.3 Generación de Respaldo

Los Grupos Generadores con que cuenta la Faena Minera se detallan a continuación:

(a) Grupos Generadores San Francisco: La S/E San Francisco, SWG 15 [kV], cuenta con dos grupos Generadores Caterpillar, cada uno de 1300 [kW], con factor de potencia 0,86. Dichos generadores pueden inyectar en 400 [V], y su operación se justifica tanto en caso de falla como con el objeto de recortar punta durante las horas de punta.

Su operación se realiza mediante el empleo de petróleo Diesel y se encuentra ubicado a 2800 [m.s.n.m.], luego considerando un derrateo de 18%, la máxima potencia que cada uno de éstos puede suministrar es de 1 [MW] aproximadamente.

b) Grupos Generadores Planta Molienda: La planta de Molienda cuenta con 5 grupos generadores Cummins, petróleo Diesel, de potencia real 800 [kW] cada uno (tomando en cuenta el derrateo por altura). Dichos grupos generadores pueden inyectar en 400 [V], y el destino de este respaldo es la planta de Molienda y algunos consumos de la planta Lix I.

Estos grupos generadores se utilizan tanto en casos de emergencia como para recortar punta durante horas de punta.

c) Grupo Generador Dren: Su función es suministrar energía eléctrica a dos bombas de 150 [kW] que deben operar ante la eventualidad de un corte en el suministro de energía eléctrica, manteniendo un flujo de agua desde la estación Dren hasta la estación Principal de 110 [lt/s].

El voltaje nominal del generador es de 380 [V], 3 fases, 50 [Hz]. Su factor de potencia es de 0,8 en atraso medido en sus terminales y su potencia nominal es de 700 [kVA]. Su utilización es para servicio de carga en emergencia exclusivamente, y se encuentra instalado a 2400 [m.s.n.m.].

d) Generador de emergencia Sala Compresores (Planta Las Tórtolas): El generador Diesel de emergencia de 500 [kW], ubicado en la Sala de Compresores es parte del sistema de respaldo con que cuenta la planta Las Tórtolas.

Está implementado con el objeto de atender equipos críticos y alumbrado mínimo en casos de emergencia, alimentando a equipos como estanques y espesadores de manera de evitar su embancamiento y por ende no perder producción.

El generador de emergencia en cuestión, genera a un nivel de voltaje de 400 [V], trifásico, 50 [Hz] y su factor de potencia es de 0,8 en atraso.

3.3 Procedimiento de Facturación Actual

3.3.1 Medición

Se cuenta con cuatro medidores principales que determinan la medida de energía y potencia eléctrica, del consumo de la Faena Minera; y están dispuestos según se indica a continuación:

Tabla 3. 1: Ubicación y designación de medidores generales

UBICACIÓN	DESIGNACIÓN	CONSTANTES DE LECTURA
S/E Las Tórtolas	Trafo-01	4,8
	Trafo-02	4,8
	TORTALIM	2,4
S/E Maitenes	Maitenes	16

Los factores de ponderación explicitados corresponden a constantes de diseño de los equipos de medición, los cuales sirven para referir los valores registrados por estos equipos de medida, a la escala deseada.

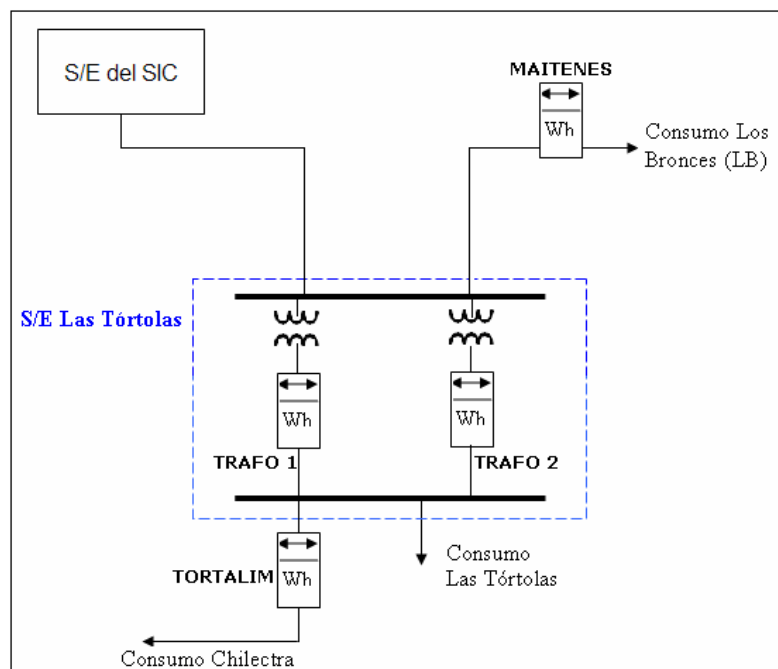


Figura 3. 5: Esquema de Medición de Energía en Alimentadores principales

El periodo de facturación es el comprendido entre las 00:00 horas del día 26 del mes anterior al que se factura y hasta las 24:00 horas del día 25 del mes que se factura. Durante dicho periodo, los medidores informan en forma remota sus lecturas cada 15 minutos a una computadora de adquisición de datos.

De esta manera, es posible conocer para cada periodo de facturación el consumo de Los Bronces (LB) y Las Tórtolas (LT), mediante el siguiente ejercicio numérico:

$$\text{Consumo}_{LB} = \text{Lectura}_{\text{Maitenes}}$$

$$\text{Consumo}_{LT} = \text{Lectura}_{\text{Trafo-01}} + \text{Lectura}_{\text{Trafo-02}} - \text{Lectura}_{\text{TORTALIM}}$$

Los consumos calculados son referidos al punto de inyección, considerando las pérdidas de energía y potencia correspondientes.

3.3.2 Cargos Facturación

En la facturación, se diferencian pagos debidos a cuatro componentes:

- Pago por Cargo Fijo- Amortización: se refiere al pago de la amortización debida de la inversión efectuada por parte de la empresa generadora, correspondientes a la implementación de instalaciones para el suministro de electricidad a la Faena Minera.
- Costo Operación y Mantenimiento: Abarca aquellos costos incurridos por parte de la empresa generadora para operar y mantener sus instalaciones hasta antes del punto de interconexión.
- Pago por potencia Activa: se calcula como el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura.

Entendiendo como horas de punta, el periodo del día comprendido entre las 18:00 horas y 21:00 horas entre el 26 de abril y el 25 de Septiembre de cada año, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dicho período.

- Pago por Energía activa: corresponde a los valores registrados en medidores instalados en subestación Las Tórtolas 23 [kV] y S/E Maitenes 220 [kV], referidos al punto de entrega del suministro (punto de inyección. Es decir, la energía que se factura es la leída por los medidores de energía dispuestos en las S/E Las Tórtolas Y Maitenes, más las pérdidas de energía de transmisión y transformación, debidas al traspaso de energía desde el punto de inyección a los puntos de medición Las Tórtolas y Maitenes.
- Cargo por energía reactiva: Corresponde a la leída en el mes respectivo y se reajusta en la misma forma y ocasión en que la autoridad pertinente modifique lo establecido en los Decretos Tarifarios de Precios de Nudo.

El procedimiento de cálculo consiste en calcular el cuociente entre energía reactiva inductiva y energía activa. Conforme al cuociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, se aplican los cargos por energía reactiva inductiva, para cada una de las horas del periodo comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs. No obstante, se exceptúa la aplicación de los cargos por energía reactiva inductiva presentados, sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingo y festivo.

Por ejemplo, conforme a la fijación de precios de nudo de abril de 2007, se desprenden los siguientes cargos:

Tabla 3. 2: Esquema de Medición de Energía en Alimentadores principales

Cuociente entre Energía Reactiva y Energía Activa [%]	Cargo para Tensión mayor a 100 kV [\$/kVArh]
Desde 0 y hasta 20	0
Sobre 20 y hasta 30	4,002
Sobre 30 y hasta 40	7,206
Sobre 40 y hasta 50	7,206
Sobre 50 y hasta 80	9,602
Sobre 80	11,999

La aplicación de los cargos presentados en el cuadro anterior, se realiza considerando el desglose del cuociente entre la energía reactiva inductiva y la energía activa, para cada uno de los tramos indicados. Así, en caso de que dicho cuociente exceda el rango exento de pago, comprendido entre 0% y 20%, sólo se deberá aplicar el cargo al exceso sobre el 20%. Dicho exceso deberá dividirse en cada uno de los rangos indicados anteriormente, pagando el valor del rango respectivo, hasta alcanzar el valor total del cuociente.

Una vez que la facturación enviada por la empresa generadora es validada, se distribuyen los costos por energía activa asociados a cada área de producción, por medio de lecturas manuales. Con respecto a ello, es importante destacar que dado que la distribución de la energía no constituye una tarea crítica en el rubro de las faenas mineras, muchas veces no se realizan los mantenimientos adecuados a los medidores instalados al interior de ellas.

De esta forma, una vez recibida la factura correspondiente al periodo de facturación, se calcula un monto total correspondiente a los cargos de energía activa (incluyendo pérdidas), potencia activa, amortización, costo de operación y mantenimiento y energía reactiva. Este valor, es prorrateado entre los consumos de Las Tórtolas y Los Bronces, de acuerdo a su participación en el consumo de energía activa más pérdidas de transmisión y transformación (ambos valores referidos al punto de entrega del suministro).

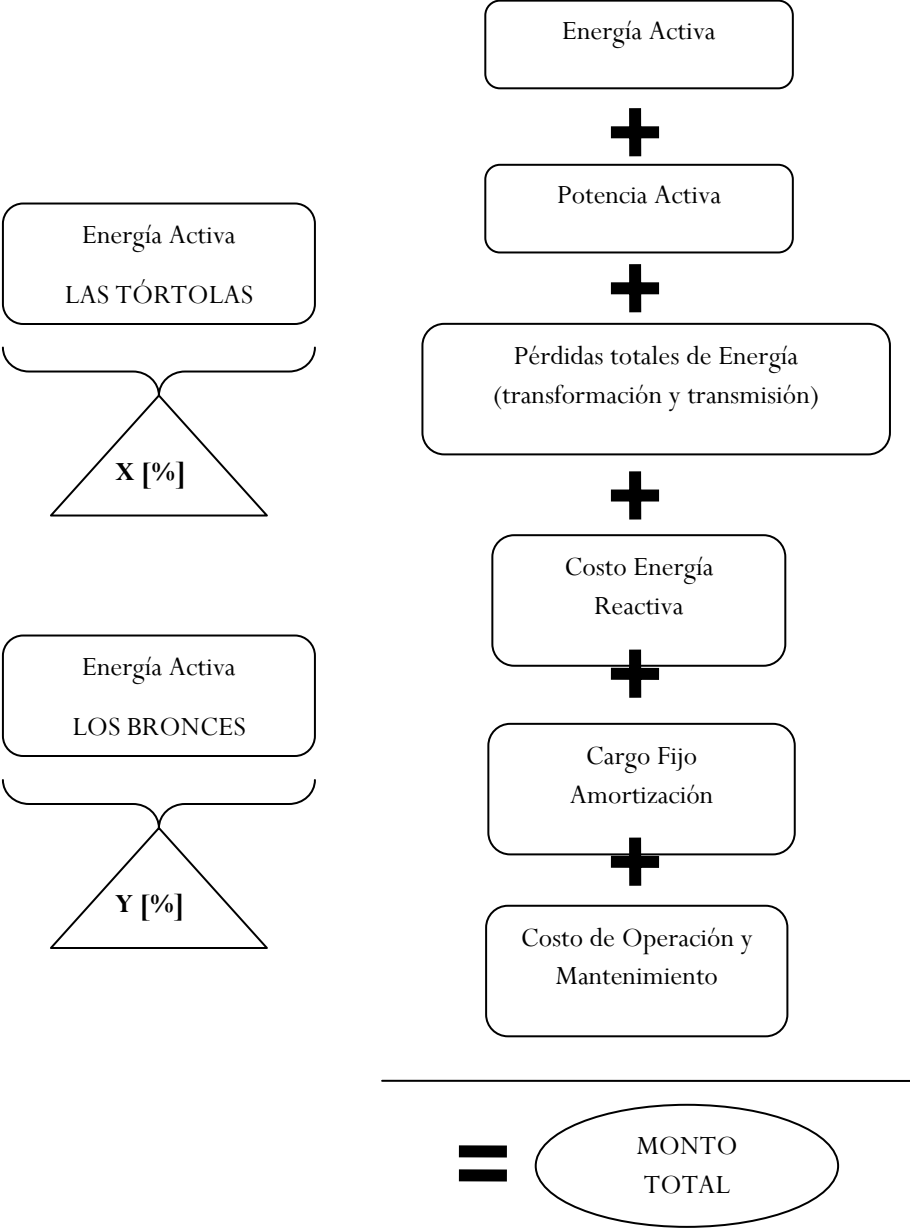


Figura 3. 6: Esquema 1 de distribución de cargos actual (X [%] e Y [%] con respecto a la Energía activa Total consumida por Las Tórtolas y Los Bronces)

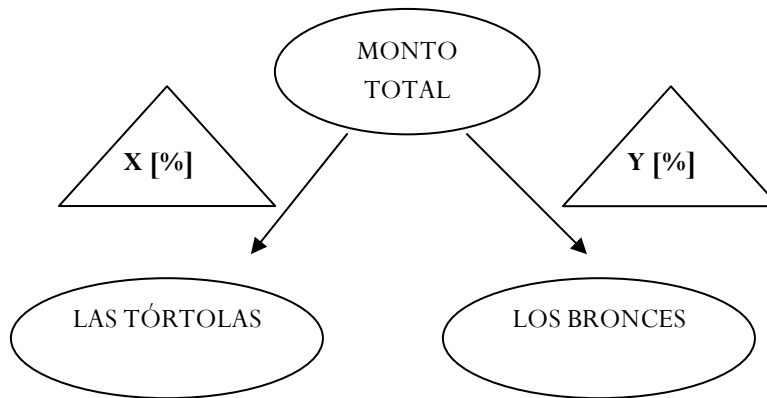


Figura 3. 7: Esquema 2 de distribución de cargos actual (X [%] e Y [%] con respecto a la Energía activa Total consumida por Las Tórtolas y Los Bronces)

Una desventaja que presenta el modelo actual de distribución es que, dado que las lecturas son adquiridas en forma manual, generalmente existe una inconsistencia entre la energía facturada y la medida al interior de la faena. La inconsistencia es debida a diferentes razones:

- a) En algunos sectores los medidores no están operativos, o bien, aquellos que lo están no tienen el mantenimiento adecuado.
- b) Algunos medidores, en su mayoría los más antiguos, no cumplen con la certificación adecuada, y por tanto son fuente error en las lecturas registradas.
- b) Hay puntos en los que no se toma lectura, esto es, constituyen consumos no registrados.
- c) Las lecturas manuales son medidas durante el día hábil más cerca del día de término del periodo de facturación (24:00 hrs. del día 25 del mes en que se factura).
- d) La implementación de horómetros para registrar horas de funcionamiento de los equipos, para luego ser multiplicados por potencias medias impuestas a priori, que supuestamente se acercan a la operación real de los distintos equipos, obteniendo así registros de energía poco fidedignos.

Es claro que las causas anteriormente expuestas dan cuenta de un sistema de medición que no es del todo confiable y que no abarca todos los puntos de suministro de la faena. Conforme a la metodología actual de tarificación, la diferencia entre la energía medida y la facturada, por la empresa generadora, es reajustada entre todos los consumos de la faena a prorrata de las energías consumidas por cada uno de ellos. Con ello, no sólo se distribuyen las pérdidas asociadas a energía, sino que también se distribuyen residuales de energía de consumos no registrados, asignando un mayor porcentaje de éstos a los consumos más importantes, es decir, la distribución actual claramente castiga más a los grandes consumidores de energía eléctrica por las deficiencias en el sistema de medición actual.

4. TARIFICACIÓN ELÉCTRICA

4.1 GENERALIDADES

Los sistemas de tarificación eléctrica determinan los ingresos de las empresas eléctricas, debidos a costos de inversión, operación, mantenimiento, administración y venta; que permiten que dichas empresas se mantengan en funcionamiento y sean capaces de realizar nuevas inversiones acordes a los requerimientos de la demanda (cantidad y calidad de suministro).

La tarificación eléctrica debe ser acorde a la naturaleza de la electricidad, esto es, disponibilidad de energía y potencia eléctrica. Luego, su implementación, debe estar condicionada a reunir sus características propias de manera que el insumo eléctrico sea facturado a sus clientes de manera transparente y fundamentada.

Dentro de las características esenciales de la electricidad, destaca el hecho que ésta es un producto no almacenable, razón por la que constituye un insumo que se distribuye y consume en forma instantánea, de manera que las empresas proveedoras deben estar constantemente conectadas con sus clientes y, dimensionadas para satisfacer los requerimientos de la demanda, aún cuando deben mantener capacidad de reserva para hacer frente a eventuales contingencias de emergencia.

Otra característica fundamental es que la actividad de distribución de energía eléctrica se enmarca dentro de un monopolio natural, esto es, en donde no existen las señales económicas para que varios agentes desempeñen esta actividad dentro de una misma área geográfica. Lo anterior es debido a la existencia de fuertes economías de escala (los costos medios de producción disminuyen conforme aumenta la escala de producción), que desincentivan la complementariedad entre varias empresas, circunscritas en un mismo sector, e impiden el establecimiento de la competencia en igualdad de condiciones.

Luego, la actividad de distribución eléctrica constituye uno de esos casos en que el mercado no puede conseguir asignaciones eficientes y en donde, determinadas condiciones tecnológicas imponen una función de costos según la cual, resulta más caro producir la cantidad demandada de un determinado bien o servicio por dos o más empresas, que por una sola. Con ello, se reconoce que en la actividad de la distribución, tienden a configurarse monopolios geográficos, por lo que la superposición de redes resultaría ineficiente desde el punto de vista económico.

El hecho de conceder la actividad de distribución bajo la figura de un monopolio natural, obliga a la autoridad pertinente a fijar los precios máximos que puede aplicar el prestador en dicho monopolio. Ello se debe a que, si se analiza el comportamiento de un agente económico que opera en un monopolio, se observa que bajo la premisa de maximizar su beneficio, el distribuidor ofrece los servicios a precios más altos y en cantidades inferiores a las que ofrecería en competencia perfecta.

Según Bitu y Born (Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos; OLADE), una tarifa adecuada es aquella que satisface las condiciones de equilibrio económico-financiero de la empresa concesionaria, y señala al consumidor la dirección del uso racional y de la conservación de la energía eléctrica y atiende los principios básicos de eficiencia económica,

equidad, estabilidad y modicidad, además de considerar los objetivos específicos atribuidos al sector eléctrico.

Con ello, se desprende que los objetivos de una correcta tarificación son:

- a) Sostenibilidad: Las tarifas deben promover el equilibrio económico- financiero de las empresas concesionarias, produciendo ingresos capaces de cubrir los costos, posibilitar una rentabilidad para el capital invertido y garantizar la expansión de la demanda. Luego, si las tarifas no cubren los costos, no hay interés alguno por parte de los operadores para prestar el servicio.
- b) Eficiencia productiva: Las tarifas deben estimular el mejor empleo posible de los recursos económicos de la sociedad, lo cual implica la necesidad de “obligar” a los prestadores a minimizar costos.
- c) Eficiencia Asignativa: Las tarifas deben señalar a los usuarios y consumidores la dirección del mínimo costo y promover el uso racional y la conservación de la energía.
- d) Equidad: Las tarifas deben ser definidas, garantizando una cierta igualdad de tratamiento para los diversos usuarios que utilizan el sistema eléctrico de forma semejante, sin dejar de considerar el principio de “equidad distributiva” o justicia social, que contempla considerar tarifas subsidiadas para usuarios de bajos ingresos, que aún con consideraciones de tipo distributivas no tengan posibilidad de pagar los costos efectivamente comprometidos del servicio.

Otros objetivos a verificar en la tarificación son los referidos a la simplicidad de las mismas, a efecto que sean bien comprendidas por los usuarios, debiendo ser en lo posible establecidas de modo tal, que conserven su estructura de precios durante un tiempo razonable, es decir, que observen cierta estabilidad. Otros autores- Rodríguez Ortega M. P.; Pérez Arriaga I.; Rivier Abbad J.; Peco González J. (Tarifas de redes de distribución: ¿Un problema resuelto?, IIT; 2004) incluyen como principios el de la “aditividad”, o sea que las tarifas resulten ser la sumatoria de las tarifas establecidas para cada actividad (generación, transporte, distribución y, en caso de aplicar, comercialización) y también el de “transparencia”, es decir que su diseño y determinación debe ser público y fácilmente accesible a cualquier usuario, observando ambos en particular relevancia.

La verificación conjunta de los principios y objetivos enunciados suele ser conflictiva, exigiendo un determinado nivel de compromiso entre los mismos, a efectos de que la determinación de la tarifa adecuada o integrada observe dichos principios de manera equilibrada.

El desafío regulatorio está en la necesidad de considerar diversas combinaciones de instrumentos como una forma de cumplir simultáneamente los principios regulatorios, minimizando la necesidad de enfrentar arbitrajes (trade- offs) complejos.

Una correcta tarificación eléctrica, debe atender las incidencias del contexto social en el que se aplica, cuyos efectos son diferentes, según se trate de usuarios industriales, domésticos, de servicios o agrícolas.

El éxito de la fijación de tarifas está determinado, en parte, por la realización de un buen diseño tarifario, lo cual implica la utilización de métodos correctos para la fijación de las mismas, exigiendo un conocimiento acabado de los principios jurídicos y económicos de la tarificación.

4.2 RÉGIMEN DESEADO DE TARIFAS EN FAENAS MINERAS

Un estructura tarifaria aplicable a faenas mineras debe ser capaz de distinguir entre los distintos grupos de clientes, enmarcados dentro de los distintos procesos productivos que se encadenan dentro de este tipo de industria. Con ello, el modelo de tarificación debe tener su justificación en los costos involucrados en dar servicio, y en la inducción a motivar a un uso racional de la energía.

Las faenas mineras pertenecen al grupo de clientes denominados libres, quienes tienen la opción de pactar en forma directa sus contratos de suministro eléctrico con las empresas generadoras que ellos estimen conveniente, conforme a criterios de calidad de servicio y oferta de compra venta de energía. De esta forma, la actividad de distribución de energía eléctrica no es asumida por una empresa distribuidora, sino que es realizada mediante un esfuerzo conjunto tanto de la generadora como de la faena minera en cuestión.

Las empresas generadoras, para dar cumplimiento a sus contratos con las faenas mineras, cumplen la función tanto de generar electricidad como de distribuirla a las faenas comprometidas, en un determinado punto de interconexión. De esta forma es claro que, análogamente al caso del servicio público de distribución, esta actividad constituye un monopolio natural con marcadas economías de escala; razón por la que los contratos se pactan entre la faena minera y una entidad de generación. No obstante lo anterior, es posible que el contrato de cuenta de la participación de otra fuente generadora como respaldo ante contingencias, en que el suministro de energía se realiza sólo en forma excepcional pero en ningún caso en forma competitiva con la institución con la que originalmente se realizó el contrato respectivo.

Generalmente, los contratos se caracterizan por ser contratos de largo plazo, los cuales son necesarios tanto para la empresa generadora como para el consumidor (faena minera). Esto es, la empresa generadora requiere ingresos estables para sus planes financieros y de expansión, de manera de lograr una ordenada planificación de su sistema eléctrico y administrativo. Por su parte, la faena minera, espera que sus gastos no varíen en forma brusca y arbitraria para poder tomar buenas decisiones respecto a su negocio de comercialización, buscando a la vez asegurar su suministro eléctrico por un periodo largo de tiempo de manera de impedir ser víctima de eventuales racionamientos.

El sistema de distribución presente en las faenas, puede obedecer a un sistema mixto, en el cual algunas redes de distribución pertenecen a la empresa generadora y otras a la faena minera. Luego, la empresa generadora asume la responsabilidad de la operación y mantenimiento hasta cierto punto de interconexión, mientras que la faena es la responsable de asumir dicho rol, aguas abajo de dicho punto. Es decir, el esquema de distribución, es un sistema mixto en el que tanto la empresa generadora, como el cliente- faena minera- tienen la función de distribuir la energía eléctrica dentro de márgenes establecidos mediante contrato.

Con ello, la empresa generadora pacta con la faena, la metodología de tarificación a implementar desde un determinado punto de generación hacia el punto de interconexión pactado según

contrato. Esto es, los cargos que en dicha metodología se aplican dan cuenta sólo de este tramo, no siendo representativo de lo que sucede aguas abajo de éste, esto es, al interior de la faena minera.

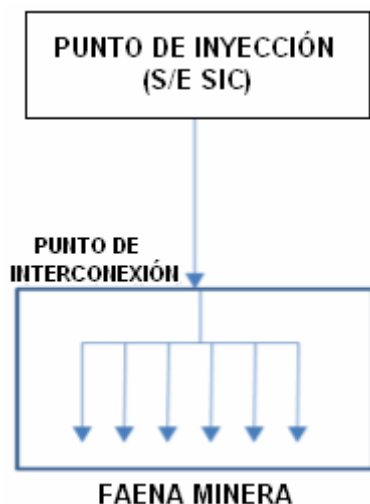


Figura 4. 1: Relación Empresa Generadora- Faena minera

La motivación de la implementación de un esquema de tarificación al interior de la faena minera, surge de la necesidad de control sobre el insumo eléctrico, indispensable en la actividad minera, el cual es responsable de gran parte de los recursos monetarios que se destinan a la producción de esta actividad. De este modo, resultaría conveniente modelar un sistema de tarificación que se aplique a los clientes al interior de la faena- en adelante Clientes Mineros- que proporcione las señales de precios adecuadas para una óptima asignación de costos, impidiendo el uso indiscriminado de este recurso energético.

De lo anterior se desprende que la figura del distribuidor al interior de las faenas mineras es impulsada en forma voluntaria por éstas y con el objeto de regular el consumo al interior de ellas a fin de administrar de mejor forma el recurso de energía eléctrica, que de paso constituye el insumo de mayor costo en su proceso de producción.

4.3 GENERALIDADES TARIFICACIÓN PARA FAENAS MINERAS

Con el propósito de cubrir las aristas antes descritas, se pretende modelar un sistema de tarificación que esté basado en los siguientes principios fundamentales:

Justicia y razonabilidad: Es claro que la actividad de distribución, al interior de las faenas mineras, constituye una actividad necesaria para el funcionamiento de los distintos procesos de producción. Luego, esta actividad no tiene fines de lucro, sino que sólo es debida a la implementación de un sistema indispensable para la industria. Luego, se pretende que las tarifas solamente cubran los costos de capital y los gastos de operación y mantenimiento. Es decir, los cobros deben cubrir los costos reales incurridos por la faena minera y a la vez los costos incurridos por la empresa generadora en lo que concierne a eventuales costos de inversión, operación y mantenimiento y cargos asociados a la energía eléctrica que se está distribuyendo hacia el punto de interconexión.

Equidad: Se refiere a que la distribución debe contemplar el desglose del costo total entre los diversos grupos de consumidores, de manera que reflejen adecuadamente los costos en que hacen incurrir tanto a la faena, aguas abajo del punto de interconexión; como al generador aguas arriba del mismo.

Estabilidad (en las señales de precios): Es una característica que se desprende de la característica de largo plazo del contrato efectuado con el generador. Y es que, en la medida que dicho contrato se contraiga de forma tal que los precios sean estables en el tiempo; los clientes también percibirán precios estables, lo que les dará una fuente confiable de recursos a destinar al momento de analizar sus presupuestos para los periodos venideros.

Claridad y Confiabilidad: La estructura tarifaria a implementar debe ser simple y comprensible para permitir que los consumidores capten las señales de precios involucradas. También debe ser posible de aplicar en términos prácticos y a un costo de implementación razonable para facilitar la medición y facturación. Además debe ser aceptada por los distintos consumidores y no contener arbitrariedades que provoquen el rechazo de ellos.

Eficiencia económica: La estructura tarifaria tiene que inducir a una eficiente utilización de recursos. Para lograr esto, las tarifas deben tener una justificación de los costos involucrados en dar servicio, y, desanimar el uso descuidado de energía eléctrica y de capital.

Evitar discriminación: Los diversos grupos de consumidores utilizan distintas instalaciones con requerimientos variables de servicio; por lo tanto, para reflejar adecuadamente el costo incurrido por los consumidores, no puede existir una tarifa única pero tampoco estructuras tarifarias que permitan subsidios cruzados entre los grupos de consumidores.

La tarificación eléctrica debe además contemplar compensaciones para aquellos grupos de clientes que cuentan con grupos de generación adaptados para disminuir el consumo en horas de punta.

Basado en el hecho de que la actividad de distribución de energía eléctrica tiene un carácter de prestación de servicio mixto, desarrollado tanto por la empresa generadora como por el área eléctrica de la división, es importante recalcar que las compensaciones debidas a un eventual corte de suministro son válidas sólo si las fallas son de responsabilidad de la empresa generadora. Y es que, si la falla es responsabilidad del área eléctrica de la división respectiva, entonces dado que esta actividad no tiene fines de lucro y constituye sólo un servicio a disposición de los requerimientos energéticos de la faena, dichas fallas no debieran ser compensadas, sino que por el contrario, en caso de considerarse necesario se debiesen destinar los recursos para mejorar la calidad de servicio al interior de la faena, esto es, aguas abajo del punto de interconexión con la empresa generadora.

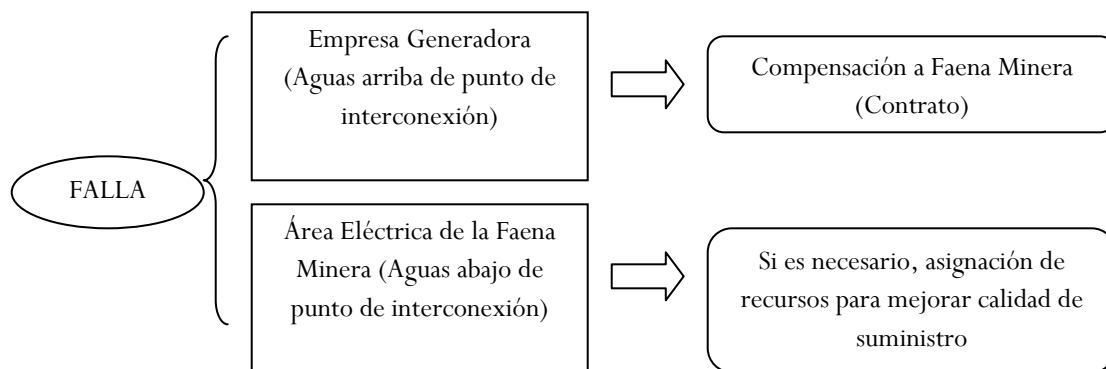


Figura 4. 2: Distinción de responsabilidades en caso de Fallas

Con ello, la empresa generadora tiene la obligación de dar servicio bajo ciertas condiciones a la faena minera, con una calidad de servicio satisfactoria sujeta según las disposiciones del contrato vigente y aceptado en común consentimiento de las partes.

Uno de los alcances más importantes de la tarificación a implementar consiste en la identificación de los distintos clientes, denominados clientes mineros, conforme a la actividad de producción que éstos desempeñen. De esta manera, se hace indispensable catalogar a los distintos clientes mineros, dentro de grupos homogéneos de consumidores, que tengan patrones de consumo similares y que permitan pasar de estudios de costos a la determinación de tarifas.

Por tanto, se requiere identificar los criterios para una correcta vinculación entre clientes y grupos homogéneos de consumidores. Dentro de los criterios más comunes, se desprenden las agrupaciones por niveles de tensión o por niveles de potencia. Pero en general, están constituidos por grupos de patrones de consumo y de medición similares, que demandan costos comparables al sistema eléctrico.

Por otro lado, la tarificación eléctrica debe contemplar el cargo por operación y mantenimiento debidos al servicio de distribución eléctrica. Para ello, se debe tener presente que dicho cargo tiene dos componentes: uno atribuido a la operación y mantenimiento realizada por parte de la empresa generadora aguas arriba del punto de interconexión, y otro correspondiente a la operación y mantenimiento realizada por el área eléctrica de la faena minera, aguas abajo de dicho punto.

En este sentido, la componente asociada a la empresa de generación se establece bajo el consentimiento de ambas partes involucradas- generadora y faena minera- mediante contrato firmado; mientras que la segunda componente está asociada a los costos efectivamente involucrados por el área eléctrica de la faena en el período de facturación. No obstante lo anterior, la asignación de ambas componentes, será cubierta por la metodología de tarificación que se mostrará más adelante.

A través del modelo de tarificación que se propondrá, se busca dar las señales para la optimización y uso eficiente de las instalaciones y recursos de la faena minera. Lo anterior, por medio de la implementación de un sistema competitivo entre los distintos clientes mineros en el que éstos desarrollen su potencial teórico basado en el mejoramiento continuo para un adecuado consumo del recurso energético en cuestión.

A este respecto, cabe hacer notar que dadas las características de un sistema teórico de tarificación equitativo y eficiente, unido a las características inherentes del producto electricidad, conllevan a que el problema de la tarificación no tenga solución única.

Una tarificación ideal para faenas mineras debiera conciliar los requerimientos del costo de servicio prestado tanto por la empresa generadora, como por el área eléctrica encargada de entregar el suministro al interior de ésta. Luego, se debe contemplar cubrir los costos de explotación y asignarlos a cada consumidor o cliente minero, en la proporción de los costos incurridos para darle suministro. A la vez, mediante la incorporación de indicadores de eficiencia energética, se pretende entregar las señales adecuadas para que cada cliente tenga la motivación de ocupar en forma eficiente la energía.

Dado que la actividad de la distribución eléctrica al interior de las faenas mineras no tiene un propósito con fines de lucro, la elección de las estructuras tarifarias a emplear no debe estar dirigida a cubrir ingresos, sino que apelando al concepto de Justicia y razonabilidad, éstas solamente deben cubrir los costos de capital y gastos de operación y mantenimiento. Con ello, es claro que un modelo basado en una tasa de retorno anual para quien esté a cargo de la distribución, queda descartado de plano.

Sujeto a la dualidad generador- faena minera, que se produce en el rol de distribución de energía al interior de esta última, es que se subentenderá que los costos de facturación contemplados según contrato entre las partes, asegurarán ingresos propios hacia la entidad generadora, suficientes para cubrir el crecimiento de la demanda interna de la faena, con la calidad, oportunidad y suficiencia que requieren sus proyectos de desarrollo. Y de esta manera, no será necesario incluir en la tarificación, las tasas de retorno de capital que generen ingresos para la actividad de distribución que señala el párrafo anterior.

Conviene señalar, que el modelo de tarificación que se emplee, está fuertemente condicionado a los distintos cargos establecidos por el contrato vigente entre las entidades involucradas. De esta forma, pese a que dichos cargos no necesariamente deban constituir un dato directo para el modelo, sí son parte de una importante referencia que se debe tener en cuenta para la implementación de la tarificación. Y es que, en caso contrario, el modelo de tarificación no significaría una herramienta fidedigna que sirva para cubrir los reales cargos involucrados en la actividad de la distribución.

5. ANTECEDENTES ESPECÍFICOS DEL MODELO DE TARIFICACIÓN

5.1 Caracterización del Área de Servicio

El área de servicio abarcada por la actividad de distribución, desarrollada conjuntamente entre la empresa generadora proveedora de la energía eléctrica y la faena minera, alcanza aproximadamente los 650.000 [km²], abasteciendo las necesidades de 69 clientes. De lo anterior, se calculó el ratio de clientes por kilómetro cuadrado de zona de influencia alcanzando éste a 0,0001[clientes/km²], lo que da una fuerte señal sobre la dispersión de los consumos.

El esquema de distribución con que se cuenta en faenas mineras, está caracterizado por la dispersión geográfica de los clientes, pertenecientes a una misma área de producción. Lo anterior impone asumir criterios para asignar de forma fehaciente el uso de la red de distribución, en que cada uno de ellos incurra.

El área de servicio está compuesta por planta Los Bronces y planta Las Tórtolas. La primera de ellas, se encuentra en un sector cordillerano, en donde los clientes se encuentran en promedio a una altura de 3500 [m.s.n.m.]; mientras que los clientes ubicados en planta Las Tórtolas se encuentran en Colina, sector que se caracteriza por su ruralidad (800 [m.s.n.m.]).

5.2 Identificación de Niveles de tensión

El presente estudio considera el sistema de distribución comprendido por los niveles de tensión de 220 [kV]; 66 [kV]; 23 [kV] y 15 [kV]. Lo anterior con el objeto de simplificar el sistema eléctrico a analizar. No obstante, cabe destacar que dicho supuesto es suficiente para distinguir en forma única a los distintos clientes presentes en la faena.

La asignación por niveles de tensión que se detalla a continuación no se desprende de la asignación realizada en los sistemas eléctricos de un determinado país, sino que se deben a un análisis cualitativo y cuantitativo de las instalaciones dispuestas en la faena minera. Con ello, es posible realizar el siguiente desglose:

- Sistema de transmisión Adicional (220 [kV]): corresponde al sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas en el nivel de 220 [kV], instaladas para posibilitar el abastecimiento, de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico de la faena minera.
- Subtransmisión (66 [kV]; 23 [kV]): Es el sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas, interconectadas con el sistema eléctrico respectivo, dispuesto para el abastecimiento de grupos de consumidores territorialmente identificables.
- Distribución (15 [kV]): Conjunto de instalaciones destinadas para dar suministro a clientes finales.

5.3 Caracterización de Clientes Mineros

5.3.1 Identificación y Agrupación por procesos productivos

Al interior de la faena Minera, se pueden identificar 69 clientes mineros, pertenecientes a nueve áreas de producción. Dichos clientes se encuentran distribuidos en Planta los Bronces, Planta San Francisco y Planta Las Tórtolas. En adelante a las áreas que cobijan los distintos clientes mineros, se les llamará Áreas de la Faena Minera y son las siguientes:

- Planta Los Bronces (Chancado, Molienda, Espesaje)
- Sistema de Transporte de Pulpa/ Sistema de Suministro de Aguas (STP/SSA)
- Sistema de Transporte de relave (STR y Repulpeo)
- Lixiviación Los Bronces (Lix I)
- Lixiviación San Francisco (Lix II)
- Sulfatos San Francisco
- Recursos Humanos (RR.HH.)
- Operación Mina
- Planta Las Tórtolas (Concentradora de Cobre)

Las curvas de carga son diferentes para cada tipo de consumidor, lo cual da lugar a la diversidad, en el sentido de que los picos no coinciden. La diversidad entre las demandas se mide por el factor de diversidad, que se puede definir como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del grupo de cargas en un intervalo de tiempo determinado.

El factor de diversidad se puede referir a dos o más cargas separadas o se puede incluir todas las cargas de cualquier parte del sistema de distribución. En la mayoría de los casos es mayor que la unidad ($F_{diversidad} > 1$).

$$F_{diversidad} = \frac{\sum P \max_i}{P \max_{periodo}}$$

El factor de coincidencia es la relación entre la demanda máxima ocurrida en el Sistema y la sumatoria de las demandas máximas de las cargas que lo conforman, en un intervalo de tiempo determinado. Dicho factor se calcula según la siguiente expresión:

$$F_{coincidencia} = \frac{P \max_{periodo}}{\sum P \max_i} = \frac{1}{F_{diversidad}}$$

Luego, con el objeto de realizar un completo levantamiento de las potencias instaladas, que permita establecer las potencias en operación de los distintos clientes involucrados en los distintos procesos productivos, se debe considerar que la demanda del grupo será igual a la suma de las demandas individuales divididas por el factor de diversidad, con lo cual se obtendrá la máxima demanda resultante de la combinación de un grupo individual de cargas, o de la combinación de dos o más grupos.

$$P_{Operación_i} = \frac{P_{instalada_i} \cdot \eta_{eficiencia_i} \cdot (1 - \eta_{derrateo_i})}{F_{diversidad_j}}$$

Donde,

P_{Operación_i}	Potencia de Operación asociada al cliente Minero i
i	Índice que denota número del cliente minero (i=1,...,69)
P_{instalada_i}	Potencia instalada del cliente minero i
$\eta_{eficiencia_i}$	Eficiencia promedio de los equipos asociados a Cliente Minero i
$\eta_{derrateo_i}$	Derrateo promedio de los equipos asociados a Cliente Minero i, según altura sobre el nivel del mar [m.s.n.m.]
F_{diversidad_j}	Factor de diversidad del proceso productivo j (j=1,...,10)

En caso de ser necesario, se agruparan bajo un mismo consumo distintos clientes, caracterizando al consumo global mediante su potencia activa y su factor de potencia. El criterio que se empleará será el siguiente:

$$P_{Ck} = \sum P_{Ck_i}$$

En lo que respecta a la representación del factor de potencia global del grupo de clientes, una primera aproximación sería calcular el promedio simple de los factores de potencia individuales. Sin embargo, lo anterior no da cuenta de una correcta asignación, ya que en dicho cálculo todas las cargas tienen la misma ponderación. De esta forma, una metodología más justificada, sería prorratear cada uno de los factores de potencia individuales, con respecto a la proporción de potencia activa sobre la sumatoria de la potencia activa global del grupo de clientes en cuestión. De esta forma, se propone lo siguiente:

$$f \cdot p_{Ck} = \sum \frac{f \cdot p_{Ck_i} \cdot P_{Ck_i}}{P_{Ck}}$$

Donde,

P_{Ck}	Potencia activa global del grupo de clientes
i	Índice que denota el número de clientes representados por el consumo global C _k
P_{Ck_i}	Potencia activa asociada al cliente i
f.p._{Ck}	Factor de potencia global del grupo de clientes
f.p._{Ck_i}	Factor de potencia asociado al cliente i

Para realizar el levantamiento de potencias instaladas de cada cliente, se debe tener presente que la capacidad de carga (intensidad y potencia) se reduce si la altitud del lugar de instalación supera los 1000 [m] o si la temperatura ambiente supera los 40 [°C]. Así por ejemplo, el derrateo por altitud aplica a aquellas instalaciones en altitudes de 1000 a 4000 [m.s.n.m.] y consiste a un derrateo del 1[%] por cada 100 [m] (Fuente: ABB).

En lo que sigue, se considerará el derrateo por altura, sin embargo el derrateo por temperatura no se aplicará, debido a que se supondrá que las temperatura ambiente no supera los 40 [°C]. Luego, agrupando los distintos consumos conforme a las barras de donde éstos se desprenden, es posible distinguir 17 grupos, los cuales están sometidos a distintas condiciones geográficas que incidirán en la potencia operativa de cada uno de ellos.

Tabla 5. 1: Derrateo por altura aplicable a los grupos de consumo

Grupo de Consumo	Ubicación	Altura [m.s.n.m.]	[%] derrateo
C1	Planta LB	3600	26,0%
C2	Planta SF	2800	18,0%
C3	Romana	2794	18,0%
C4	Riecillos 3050	3050	20,5%
C5	Riecillos 2700	2700	17,0%
C6	Planta SF	2800	18,0%
C7	Altura Dren	2400	14,0%
C8	P.H.I.	2350	13,5%
C9	Donoso	3450	24,5%
C10	Infiernillo	3450	24,5%
C11	Planta LT	800 (<1000)	0,0%
C12	Planta LT	800 (<1000)	0,0%
C13	Planta LT	800 (<1000)	0,0%
C14	Est. Bbo. N°1	770 (<1000)	0,0%
C15	Est. Bbo. N°2	1157	1,6%
C16	Est. Bbo. N°3	1734	7,3%
C17	Est. Bbo. N°4	2316	13,2%

5.3.2 Balance de Potencia

El balance de potencia a continuación, da cuenta de las potencias máximas de operación de cada una de las Áreas de la Faena Minera definidas en el punto anterior. Es decir, dichas potencias se obtuvieron a partir de los datos de placa, corregidos por el derrateo en altura y % de eficiencia según correspondiera en cada caso.

Tabla 5. 2: Balance de Potencia por áreas de la faena minera

Área Faena Minera	P máx. [MW]
Planta Los Bronces	60,92
STP/SSA*	39,18
STR y Repulpeo*	34,47
Mantenimiento Los Bronces	0,21
Lix I	6,75
Lix II	22,88
Sulfatos San Francisco	0,02
RR.HH.	2,84
Operación Mina	6,36
Planta Las Tórtolas	26,04
TOTAL	199,67

En la tabla 5.2, se puede apreciar que el área de la faena minera con mayor potencia máxima de operación es la Planta Los Bronces, la cual corresponde a los procesos de Chancado, Molienda y Espesaje.

Cabe destacar que las áreas STP/SSA y STR y Repulpeo, marcadas con *, presentan consumos en común. Esto es, los consumos Principal, Balsa, Riecillos 3050-1, Riecillos 3050-2, Riecillos 2700, Bombas P.H.I., SS.AA. P.H.I. y Bombeo desde L.T pueden asociarse a una u otra área de la Faena Minera dependiendo del estado de operación que se tenga. De esta forma, en la tabla 6.9

se han contabilizado dichas potencias de operación en cada una de estas áreas, de manera de evidenciar cual sería la potencia máxima disponible de cada uno de estos procesos, en caso de que dichas cargas sean asignadas a una de estas áreas en desmedro de la otra.

Luego, si se restan estas potencias redundantes, la potencia máxima del sistema sería de 171,44 [MW]. Dadas las características del proceso de la faena minera, muchas de estas cargas están sujetas a variaciones en su curva de carga, razón por la que el dato anterior sólo da cuenta de la magnitud de las potencias instaladas de la planta y no del estado de operación propiamente tal.

El detalle de las potencias instaladas para está disponible en el Apéndice C.

5.3.3 Balance de Energía

Durante el periodo analizado en la figura 5.1, es decir, entre Octubre 2006 y Septiembre 2007, el consumo de energía a nivel de Faena Minera varía en el rango de 72 a 84 [GWh]. De esta forma, con la información que se dispone no es posible asociar el consumo de energía a una tasa de crecimiento determinada, pues para ello, sería conveniente disponer de datos de consumo de energía anuales que den cuenta de este comportamiento.

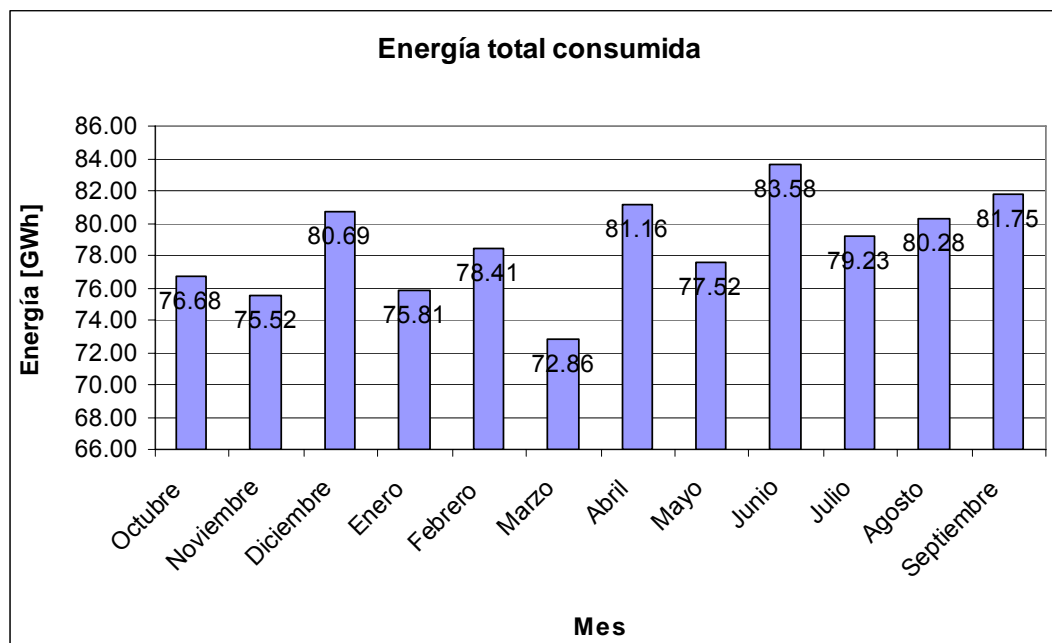


Figura 5. 1: Energía total consumida periodo oct. 2006- sept. 2007

Se aprecia que existe cierta variabilidad del consumo de energía debido a la estacionalidad del año. Lo anterior es predecible si se tiene en cuenta que gran parte de los consumos están asociados al movimiento de aguas, lo cual claramente depende de las condiciones climáticas. Lo anterior es fuertemente acentuado por las condiciones geográficas en las que se encuentra la Faena (en invierno ocurre el congelamiento del agua y en verano los deshielos, esto es, el primer escenario requiere un mayor consumo de energía para trasladar el recurso hídrico a los procesos que lo requieren, mientras que en verano el agua es provista en gran parte en forma natural).

En lo que sigue, se presenta la descomposición del consumo de energía entre las distintas áreas de la Faena Minera.

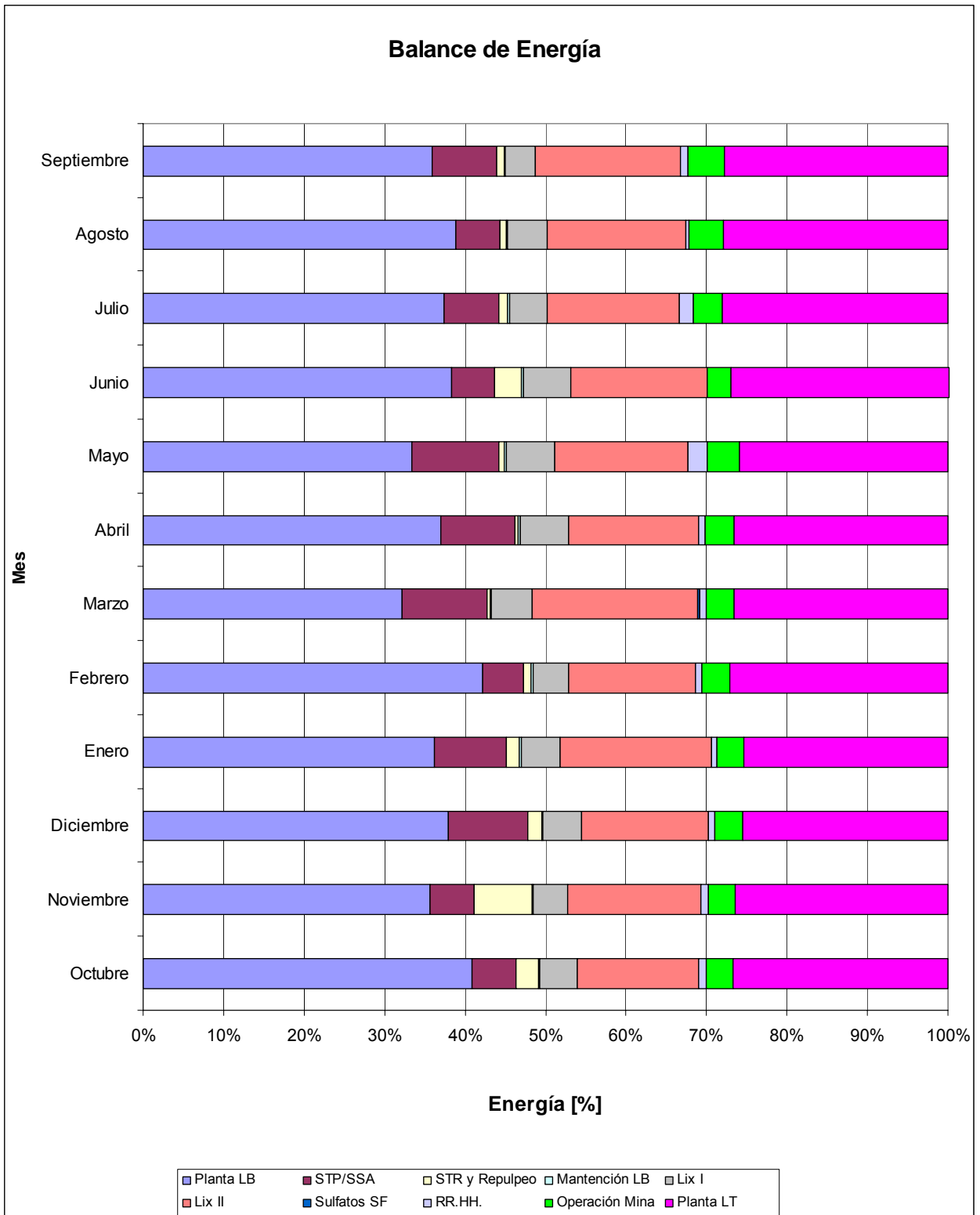


Figura 5. 2: Balance de Energía por Áreas de la Faena Minera

La figura 5.2, muestra que las áreas más energointensivas, en orden descendente, son: Planta LB, Planta LT, Lix II, STP/SSA y Lix I.

Es importante destacar que el orden expuesto anteriormente, no se condice con lo presentado en la tabla 5.2. Ello es debido principalmente a la variabilidad de los consumos energéticos expuesta

anteriormente, en donde los procesos operan su capacidad disponible dependiendo en gran medida de la estacionalidad del año (STP/SSA, STR/ Repulpeo, Planta LT).

Por otro lado se puede afirmar que, en general a lo largo del año, se mantiene el orden de las áreas más energointensivas, lo cual da cuenta de que consumos son, en magnitud, más importantes que otros en lo que respecta al consumo de energía eléctrica.

El detalle de los consumos de energía se muestra en el Apéndice D: “Balance de energía por áreas de producción”.

5.3.4 Índices de Intensidad energética asociados

En conformidad con el proceso productivo correspondiente, se identificaron distintos índices de intensidad energética, que básicamente muestran de que manera se usa la energía eléctrica como insumo para producir el producto final asociado a cada uno de estos procesos.

Luego, dado que los índices buscan reflejar la intensidad con que se usa la energía eléctrica en función de la producción, están solamente ligados a aquellos clientes involucrados en el proceso de producción, dejando a un lado a los clientes mineros que tienen sólo funciones administrativas como por ejemplo el área de Recursos Humanos.

De esta forma, es posible identificar 12 indicadores de intensidad energética, en conformidad con los diversos procesos productivos presentes en la faena. Dichos indicadores, se presentan esquemáticamente como sigue a continuación:

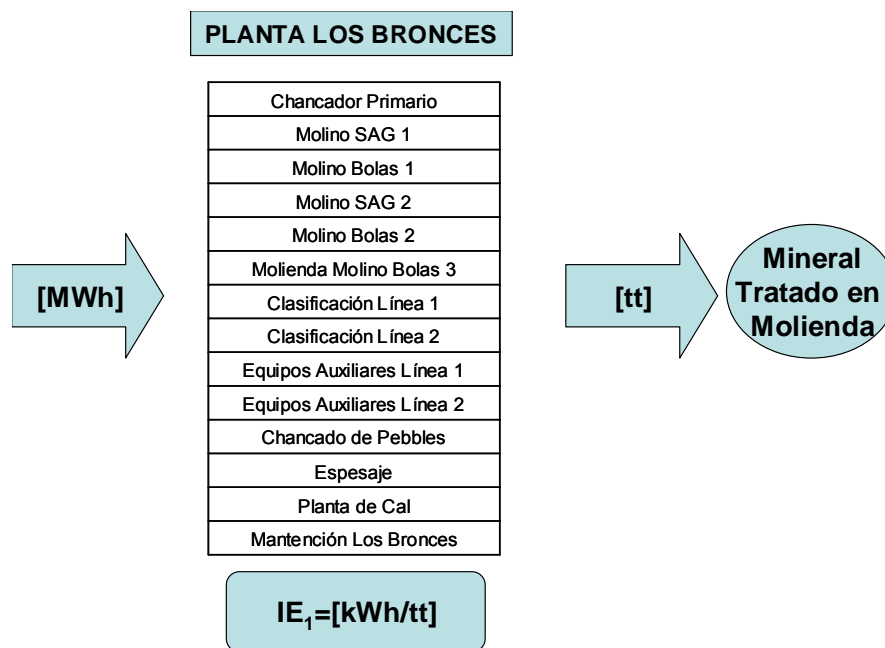


Figura 5. 3: Esquema de Intensidad Energética Planta Los Bronces

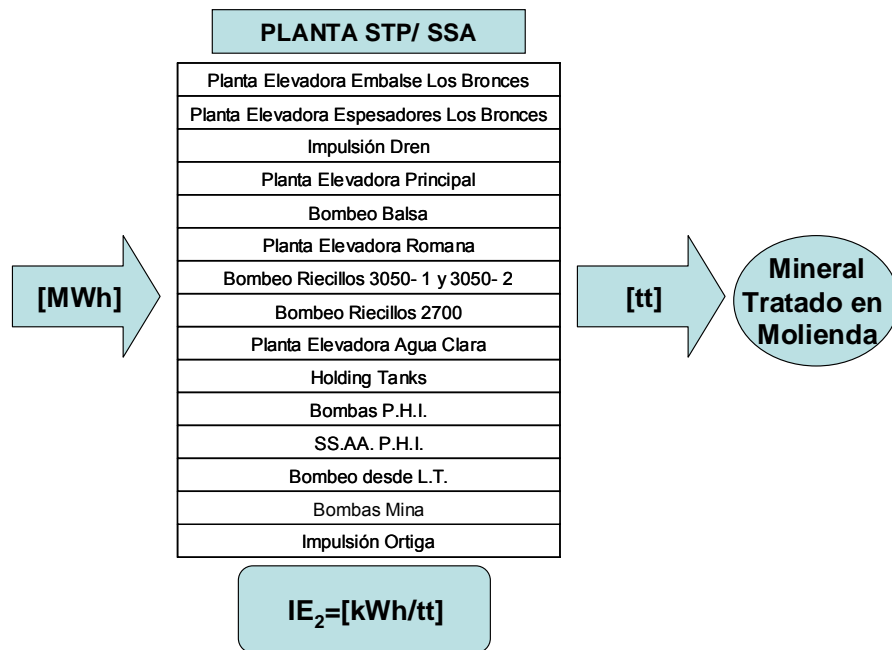


Figura 5. 4: Esquema de Intensidad Energética Planta STP/ SSA

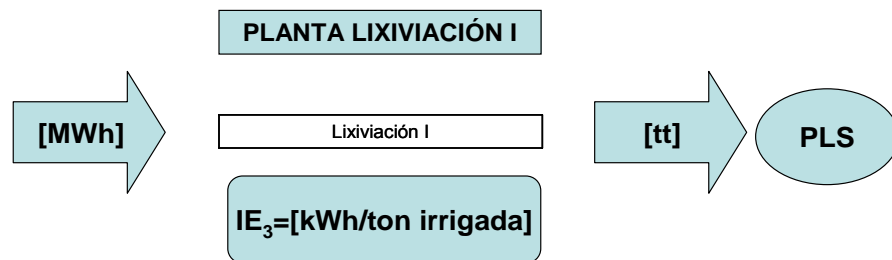


Figura 5. 5: Esquema de Intensidad Energética Planta Lixiviación I

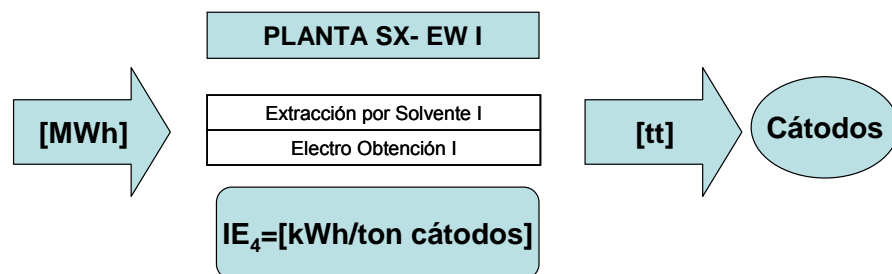


Figura 5. 6: Esquema de Intensidad Energética Planta SX- EW I

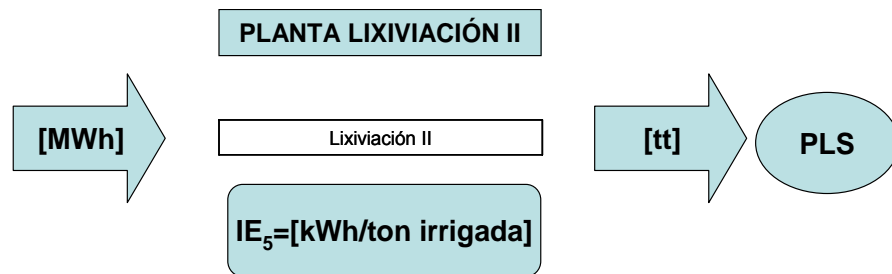


Figura 5. 7: Esquema de Intensidad Energética Planta Lixiviación II

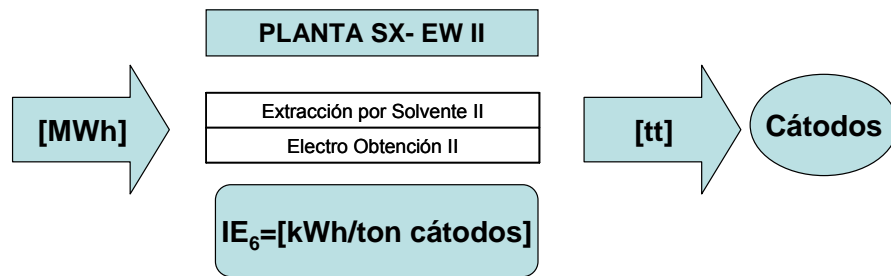


Figura 5. 8: Esquema de Intensidad Energética Planta SX- EW II

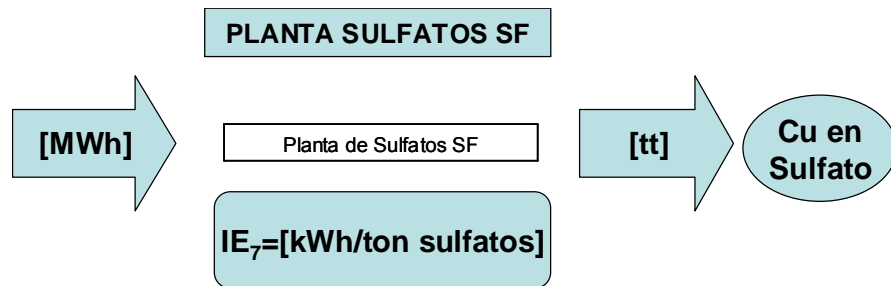


Figura 5. 9: Esquema de Intensidad Energética Planta Sulfatos SF

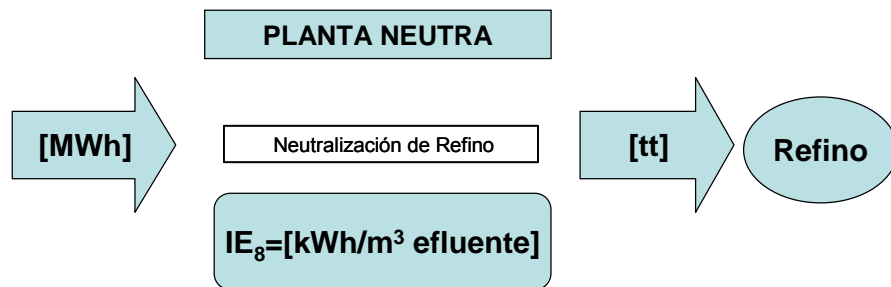


Figura 5. 10: Esquema de Intensidad Energética Planta Neutra

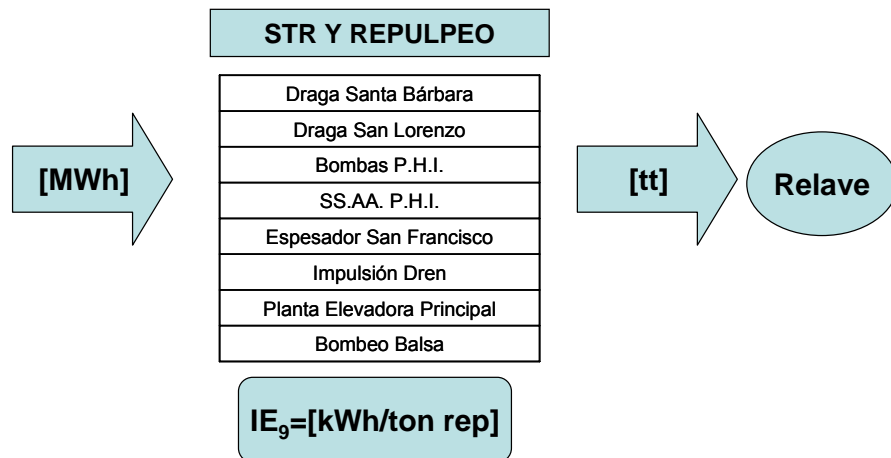


Figura 5. 11: Esquema de Intensidad Energética STR y Repulpeo

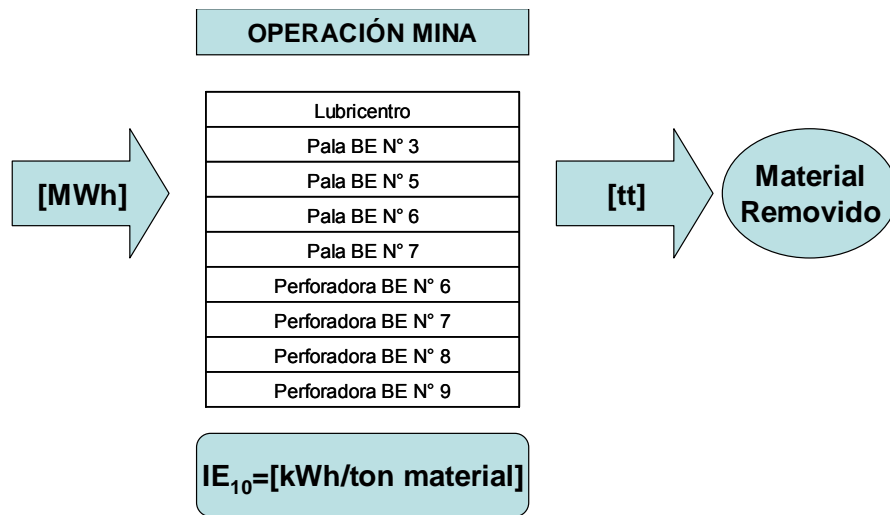


Figura 5. 12: Esquema de Intensidad Energética Operación Mina

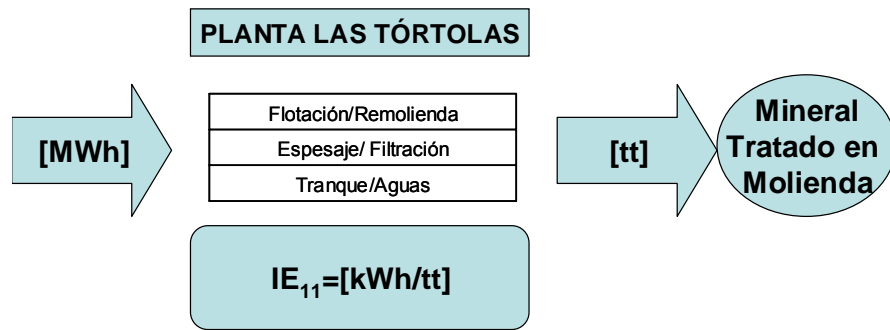


Figura 5. 13: Esquema de Intensidad Energética Planta Las Tórtolas

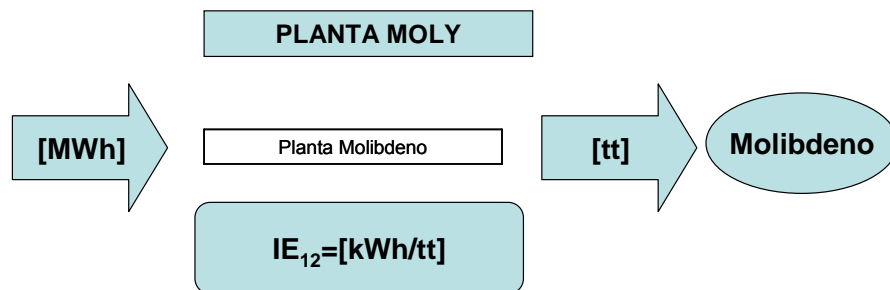


Figura 5. 14: Esquema de Intensidad Energética Planta Molibdeno

El calculo de los índices de intensidad energética del periodo octubre 2006 a septiembre 2007, se puede apreciar en el Apéndice F: “Resumen de índices de intensidad energética”.

5.3.5 Uso de la Red de Distribución

Los clientes mineros hacen uso de la red de distribución conforme a su localización geográfica dentro del sistema de distribución de la faena minera. De esta forma, existen ciertos clientes más cercanos o alejados del punto de suministro de energía por parte de la empresa generadora, teniendo que estar sometidos a mayores pérdidas por concepto de transmisión de la energía que aquellos clientes localizados más cerca de dicho punto de abastecimiento.

Luego, para esquematizar el uso que estos clientes hacen de la red del sistema de distribución disponible, a continuación se adjuntan los siguientes diagramas:

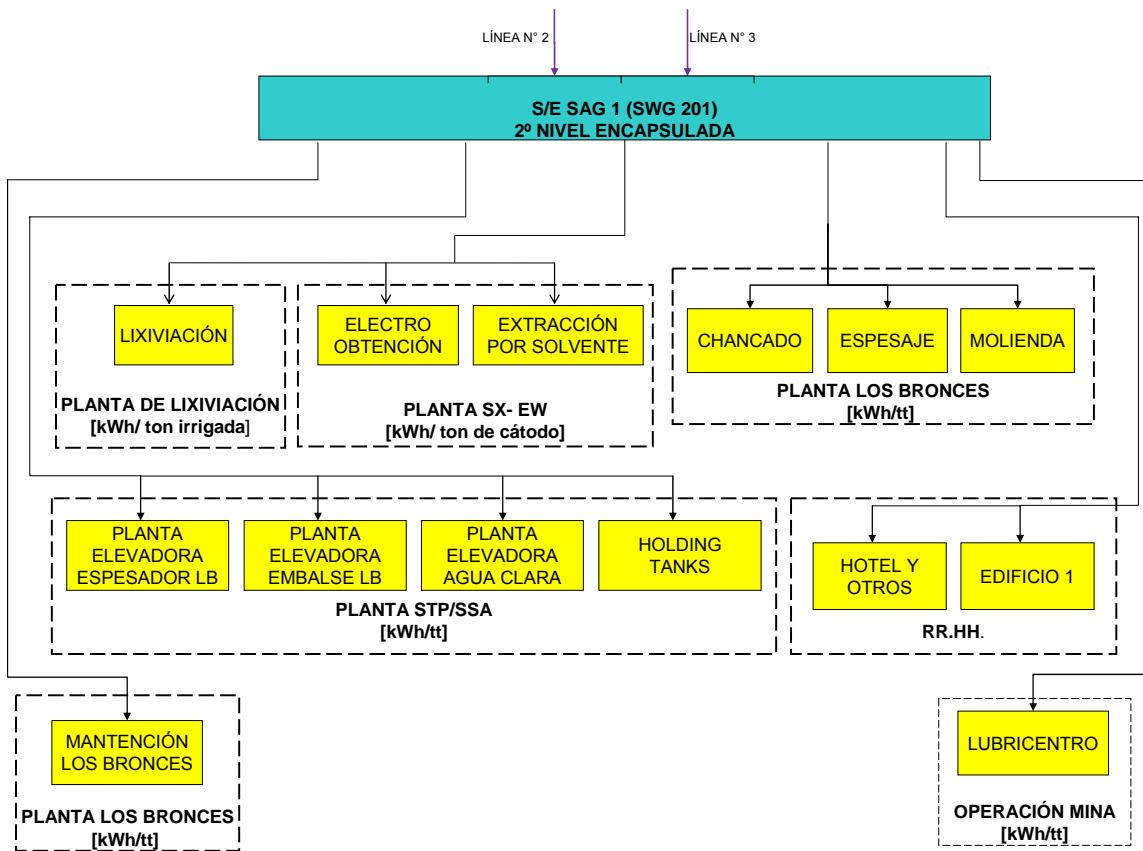


Figura 5. 15: Esquema de Uso de la Red del Sistema Eléctrico por parte de las Áreas de la Faena Minera (Planta Los Bronces)

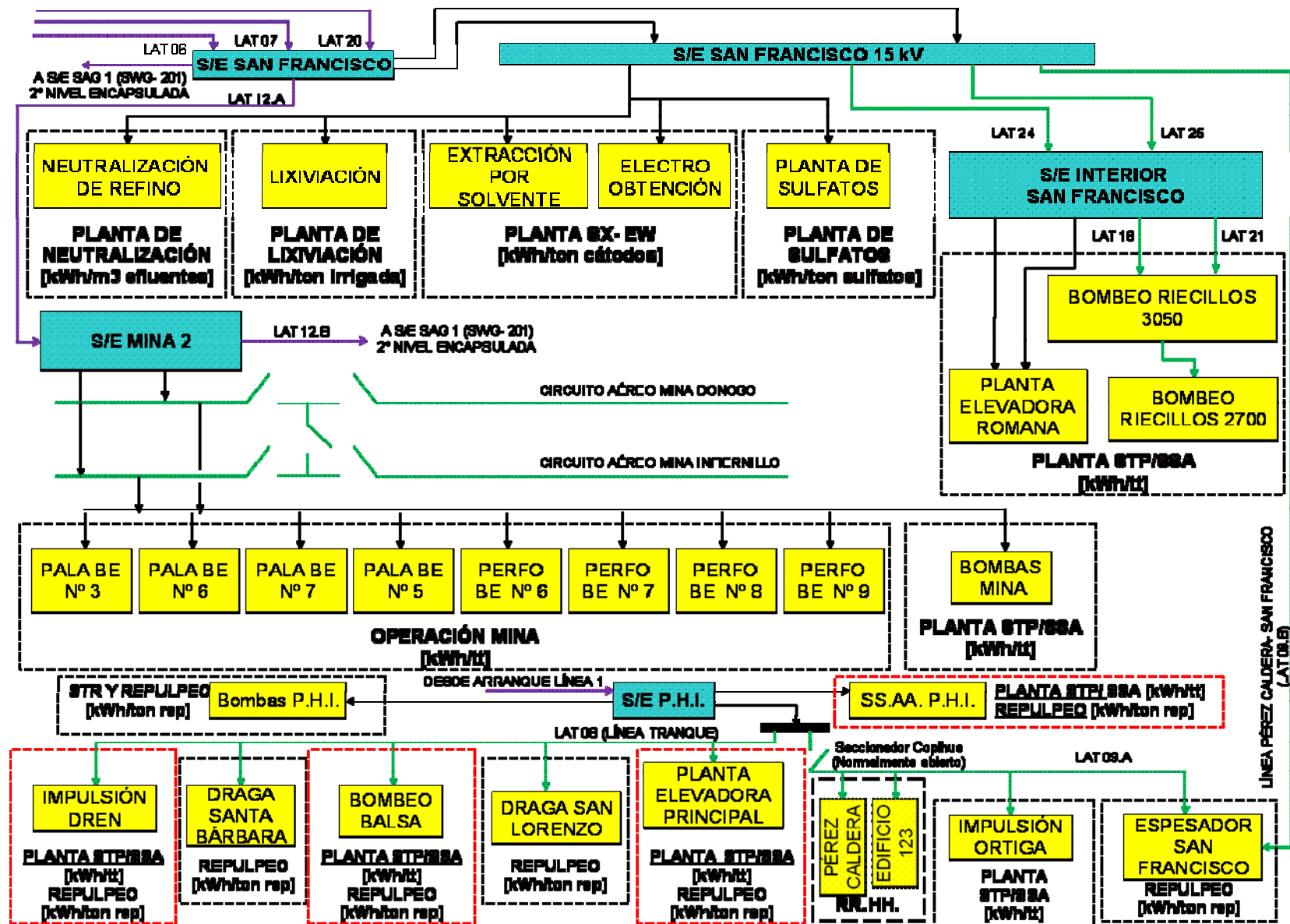


Figura 5. 16: Esquema de Uso de la Red del Sistema Eléctrico por parte de las Áreas de la Faena Minera (Planta San Francisco)

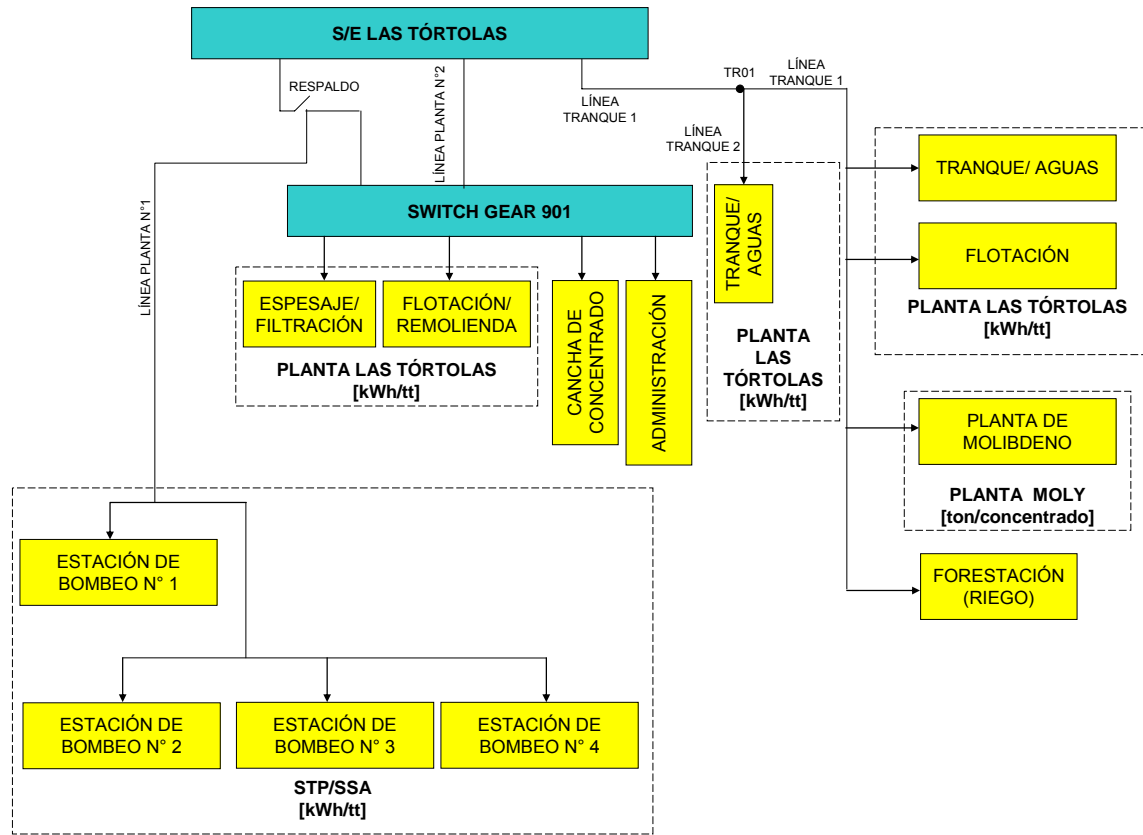


Figura 5. 17: Esquema de Uso de la Red del Sistema Eléctrico por parte de las Áreas de la Faena Minera (Planta Las Tórtolas)

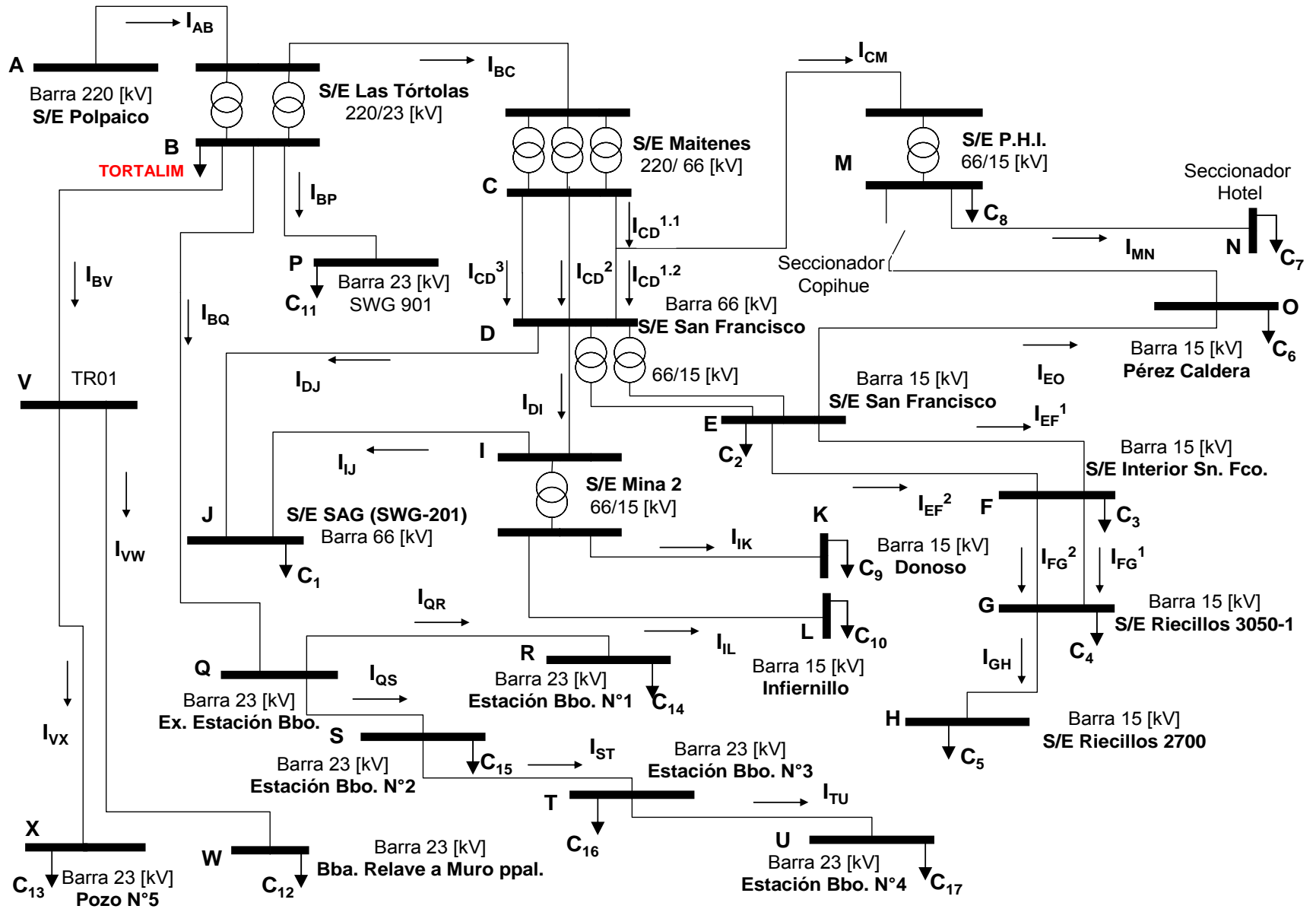


Figura 5. 18: Sistema Eléctrico simplificado División Los Bronces

En base a la representación simplificada del sistema de distribución mostrado anteriormente, cuyo diagrama unilineal referencial incorpora instalaciones desde el nivel de 15 [kV] hasta el nivel de 220 [kV], se puede desprender que en lo que respecta a la utilización de las redes por parte de los distintos grupos de clientes, se identifican los siguientes casos:

Caso 1: Conexión a barra del sistema eléctrico por parte de un único cliente.

a) *El cliente minero pertenece, en cualquier condición de operación a la misma área de la Faena Minera.*

Tabla 5. 3: Consumos sujetos a Caso 1.a

Barra	Consumo
S	C15
T	C16
U	C17
F	C3
G	C4
H	C5

b) *El cliente minero puede pertenecer a distintas áreas de la Faena Minera, dependiendo de la condición de operación de la Faena e incluso su consumo se puede asignar a dos áreas de la Faena Minera en un mismo mes de Facturación.*

Tabla 5. 4: Consumos sujetos a Caso 1.b

Barra	Consumo
R	C14

Caso 2: Conexión a barra del Sistema Eléctrico por parte de varios Clientes mineros asociados a una misma área de la Faena Minera.

Tabla 5. 5: Consumos sujetos a Caso 2

Barra	Consumo
L	C10
P	C11
W	C12
X	C13

Caso 3: Conexión a barra del Sistema Eléctrico de Clientes Mineros pertenecientes a distintas Áreas de la faena Minera

a) *Los clientes mineros pertenecen, en cualquier condición de operación a la misma área de la Faena Minera.*

Tabla 5. 6: Consumos sujetos a Caso 3.a

Barra	Consumo
B	C1
E	C2
O	C6
M	C8
K	C9

b) *Los clientes mineros pueden pertenecer a distintas áreas de la Faena Minera, dependiendo de la condición de operación de la Faena e incluso su consumo se puede asignar a dos áreas de la Faena Minera en un mismo mes de facturación.*

Tabla 5. 7: Consumos sujetos a Caso 3.b

Barra	Consumo
N	C7

6. MODELO DE TARIFICACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA FAENAS MINERAS

El modelo de tarificación que se pretende implementar, debe contar con componentes que den cuenta de los costos de compra de electricidad (Energía, Potencia), Costos de distribución (Operación, Mantenimiento y Capital) y Costos de consumidores (Comercialización).

Como punto de partida, se establecerá que la incidencia de los índices de eficiencia energética a considerar, esto es índices de intensidad energética, serán una entrada al modelo, que se considerará como una componente aparte de lo que respecta al planteamiento eléctrico. Lo anterior, tiene su base en que el control sobre los índices de intensidad energética está ligado tanto al uso de la energía, como al proceso minero. Luego, se prefiere no mezclar los conceptos de ambas aristas conceptuales, para así poder llevar a cabo un modelo robusto basado en un planteamiento eléctrico que posteriormente será asimilado con el proceso minero, mediante los índices antes citados, de manera de obtener los resultados deseados: Un modelo de tarificación eléctrica de asignación de costos y a la vez que sea capaz de entregar las señales de eficiencia energética acordes al uso intensivo del recurso eléctrico en las faenas mineras.

Es importante recalcar que las disposiciones que plantee el modelo de tarificación a implementar, debe ser acorde con el estado actual de la Faena minera y sus condiciones contractuales con la empresa generadora correspondiente. Todo lo anterior, permitirá plantear las distintas variables involucradas en el modelo de tarificación que permitan adaptarse a las necesidades y requerimientos que un proceso de tarificación eléctrica requiere, de manera de abarcar todos los costos asociados a esta actividad.

Luego, la distribución de los pagos asociados a los costos involucrados, en base a las características contractuales e inherentes de la faena minera, tendrá como destinatario ya sea a la Faena Minera o a la Empresa generadora, según la siguiente asignación:

Tabla 6. 1: Destinatarios del pago de los costos asociados al modelo de tarificación

Costo	Destinatario
de consumidores	Faena Minera
de distribución- Red de distribución	Faena Minera
de distribución Transmisión Adicional (Generador- Punto de interconexión)	Empresa Generadora
de compra de energía (Activa y Reactiva)	Empresa Generadora
de compra de potencia	Empresa Generadora

A continuación se detalla en forma cualitativa, el desglose de los costos citados:

a) Costos de consumidores: Comprende costos asociados a actividades de medición, facturación, cobranza, registro de clientes y otros relacionados con la comercialización de electricidad.

b) Costos de distribución internos: Corresponden a la suma de los costos de operación, mantenimiento y amortización de las instalaciones asociadas a las redes de distribución de propiedad de la Faena Minera (Red 23 [kV], Red 66 [kV] y Red 15 [kV]).

c) Costos de Distribución Transmisión Adicional: Se refiere a la suma de los costos de operación, mantenimiento y amortización de las instalaciones asociadas a la red de distribución correspondiente a la transmisión adicional.

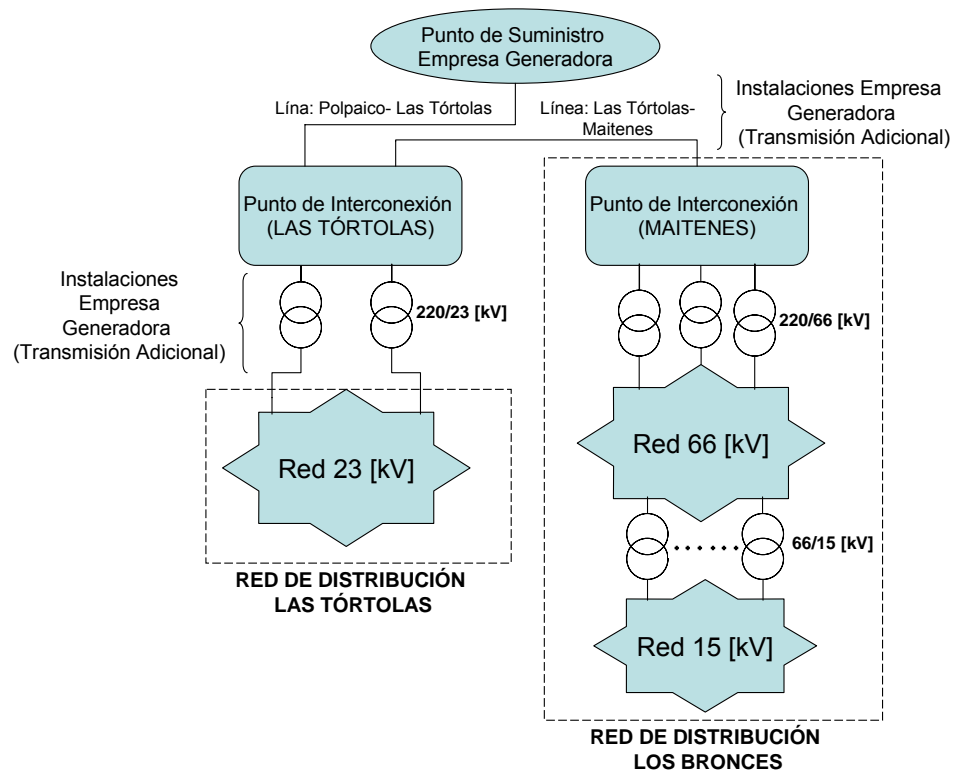


Figura 6. 1: Esquema de Redes de Distribución presentes y uso de la transmisión Adicional

d) Costos de compra de energía (Activa y Reactiva): Costos asociados a la compra de energía activa y reactiva consumida durante el período de facturación y que es suministrada por la empresa generadora proveedora de electricidad.

e) Costos de compra de potencia: Costo asociado a la compra de potencia por parte de la faena minera, de manera de poder operar sus instalaciones conforme a los requerimientos eléctricos de sus instalaciones.

6.1 Tarifas Base

Los costos expuestos anteriormente, se incluirán como sigue en distintos cargos tarifarios, según se indica a continuación:

Tabla 6. 2: Asociación Costos V/S Cargos del modelo de tarificación

Costo	Cargo
Costo de Consumidores	Cargo de Consumidores
Costos de Distribución	Cargo por Potencia fuera de Punta
Costos de compra de energía	Cargo por Energía
Costos de Compra de Potencia	Cargo por Potencia de Punta

La aplicación de los cargos asociados a las tarifas base, se hará conforme al nivel de tensión de los Clientes Mineros. Su cálculo para la posterior aplicación en los periodos de facturación correspondiente, es como sigue:

6.1.2 Cargo de Consumidor

Se calculará como la razón entre los costos de consumidores y el número de Clientes Mineros correspondientes al nivel de tensión respectivo. Este cargo se aplicará mensualmente a cada consumidor, incluso si su consumo es nulo.

$$CC_i = \frac{\text{Costo}_{\text{Consumidores}_i}}{N^{\circ}\text{clientes}_i}$$

Donde el subíndice *i* da cuenta del nivel de tensión correspondiente (66 [kV], 15 [kV] o 23 [kV]).

6.1.3 Cargo por Potencia en 66 [kV]

Para definir este cargo, es necesario explicitar el valor de Potencia de Punta a la entrada de la red de distribución de 66 [kV]. Luego, su valor se calculará adicionando a los Precios de Potencia en el nodo de inyección de energía que abastece a la red de Distribución, los costos asociados a la transmisión adicional que incluye los costos de las instalaciones usadas para conducir la electricidad desde dicho nodo hasta el punto de interconexión Maitenes (entrada de la red de Distribución de 66 [kV]). Para ello, se aplicará la fórmula siguiente:

$$PP_{\text{MAITENES}} = PNP \cdot FPPTA_{\text{MAITENES}} + CUTA_{\text{LT-MAITENES}} + CUTA_{\text{MAITENES}}$$

Donde,

PP_{MAITENES}	Precio de Potencia de Punta en el punto de interconexión Maitenes
PNP	Precio de nudo de Potencia de Punta en el nodo de alimentación (S/E Punto de inyección)
FPPTA_{MAITENES}	Factor de pérdidas medias de Potencia de Punta en transmisión adicional asociados a Maitenes
CUTA_{LT-MAITENES}	Costo unitario de transmisión adicional, asociado a las instalaciones para la transmisión de electricidad desde el punto de inyección al punto de interconexión Las Tórtolas
CUTA_{MAITENES}	Costo unitario de transmisión adicional correspondiente a Maitenes, asociado a las instalaciones de transmisión de electricidad desde Las Tórtolas al punto de interconexión Maitenes

A su vez,

$$CUTA_{\text{LT-MAITENES}} = \frac{\text{Costos}_{\text{Distribución}}_{\text{LT-MAITENES}}}{FPP_{66[\text{kV}]} \cdot PP_{66[\text{Kv}]} + FPP_{66[\text{Kv}]} \cdot FPP_{15[\text{Kv}]} \cdot PP_{15[\text{Kv}]} + FPP_{23[\text{kV}]} \cdot PP_{23[\text{Kv}]}} [\text{USD} / \text{kW}]$$

$$CUTA_{\text{MAITENES}} = \frac{\text{Costos}_{\text{Distribución}}_{\text{MAITENES}}}{FPP_{66[\text{kV}]} \cdot PP_{66[\text{Kv}]} + FPP_{66[\text{Kv}]} \cdot FPP_{15[\text{Kv}]} \cdot PP_{15[\text{Kv}]}} [\text{USD} / \text{kW}]$$

Donde,

FPP_{66[kV]}	Factor de pérdidas medias de potencia de punta en la red de 66 [kV]
PP_{66[kV]}	Potencia de punta en 66 [kV], que corresponde a la potencia coincidente con la potencia máxima del sistema faena minera.
FPP_{15[kV]}	Factor de pérdidas medias de potencia de punta en la red de 15 [kV]
PP_{15[kV]}	Potencia de punta en 15 [kV], que corresponde a la potencia coincidente con la potencia máxima del sistema faena minera.
FPP_{23[kV]}	Factor de pérdidas medias de potencia de punta en la red de 23 [kV]
PP_{23[kV]}	Potencia de punta en 23 [kV], que corresponde a la potencia coincidente con la potencia máxima del sistema faena minera.

Los Costos_Distribución_{LT-MAITENES} y Costos_Distribución_{MAITENES}, corresponden a los costos de distribución asociados a las instalaciones, en el nivel de 220 [kV], instaladas para entregar el suministro desde el nodo de inyección al punto de interconexión Las Tórtolas y desde punto de interconexión Las Tórtolas a punto de interconexión Maitenes, respectivamente.

En lo que respecta al PNP, cabe señalar que su valor no corresponde al valor pactado en contrato, sino que éste forma parte de los resultados del modelo, ya que debe calcularse de manera de obtener el balance final que se detallará más adelante.

El factor de pérdidas medias de Potencia de punta en transmisión adicionales asociados a Maitenes, se calcula según

$$FPPTA_{MAITENES} = \frac{1}{1 - PP_{TA_MAITENES}}$$

Donde,

$$PP_{TA_MAITENES} = \frac{Pérdidas_Potencia_{LT-MAITENES}^{MAITENES} + Pérdidas_Potencia_{MAITENES}}{Pentrada_{TA_MAITENES}}$$
$$= \frac{Pérdidas_Potencia_{TA_MAITENES}}{Pentrada_{TA_MAITENES}}$$

Pérdidas_Potencia_{TA_MAITENES} Pérdidas de potencia en transmisión adicionales asociadas a Maitenes, medidas en la punta del sistema eléctrico de la red de distribución Los Bronces.

Pentrada_{TA_MAITENES} Potencia de entrada a la red de transmisión adicional asociada a Maitenes, medida en la punta del sistema eléctrico de la red de distribución Los Bronces.

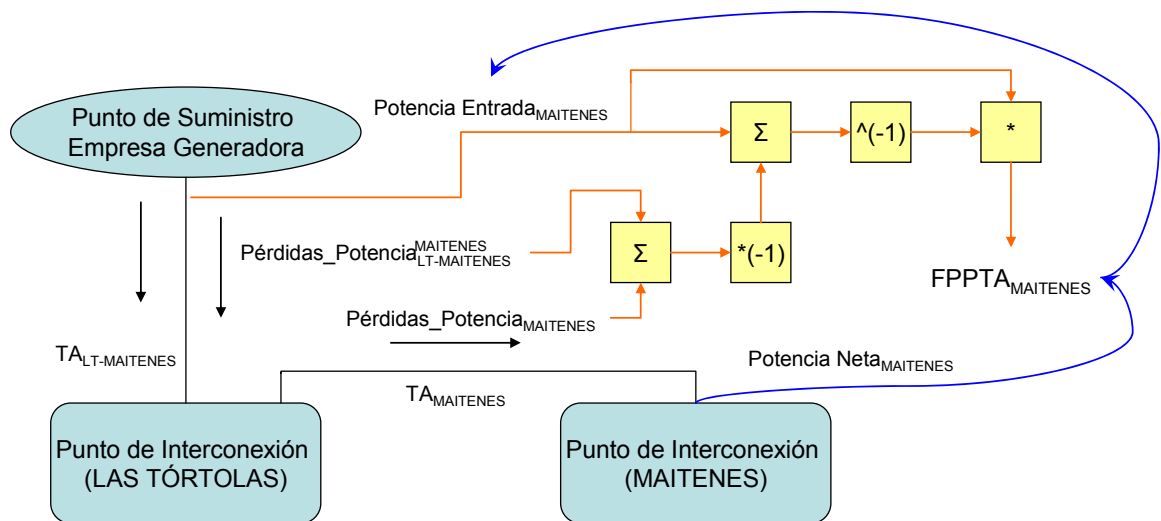


Figura 6. 2: Esquema factor de pérdidas medias de potencia de punta en transmisión adicional, asociado a Maitenes

Como se aprecia en el esquema de la Figura 6.2, el $FPPTA_{MAITENES}$ tiene la función de referir la Potencia Neta que desde el punto de Interconexión Maitenes, al Punto de Suministro de la Empresa Generadora. Este factor se calcula para la potencia de punta del sistema eléctrico faena minera, es decir, en el estado de máxima exigencia para el sistema.

De esta forma, el $FPPTA_{MAITENES}$ sirve para estimar cuál será la potencia en el Punto de Suministro a partir de una potencia cualquiera en el Punto de interconexión Maitenes. Lo anterior, es de gran utilidad sobre todo para realizar el costeo de las instalaciones en cierto nivel de tensión, ya que de esta manera es posible conocer la utilización que se hace de las instalaciones por parte de las redes de distribución aguas abajo de la Red en donde se desea distribuir los costos.

Otra función del $FPPTA_{MAITENES}$ es la de referir precios de Potencia de Punta desde el Punto de Suministro al Punto de interconexión Maitenes. Esto es, dado que

$$FPPTA_{MAITENES} = \frac{Pentrada_{TA_MAITENES}}{\underbrace{Pentrada_{TA_MAITENES} - Pérdidas_Potencia_{TA_MAITENES}}_{>1}}$$

Luego dado un precio en el Punto de Suministro, se obtiene un precio en el Punto de Interconexión Maitenes inexorablemente mayor. Esto es, dadas las pérdidas incurridas en la transmisión desde un punto hacia otro, necesariamente el precio en las barras debe diferir, siendo más caro el precio de aquella barra de destino de la energía, en este caso punto de interconexión Maitenes. Por otro lado, el modelo de tarificación pretende que los costos asociados a la distribución se recuperen mediante el cargo por Potencia. Para ello, el precio de Potencia en barra, incorpora costos unitarios de distribución [USD/kW-mes]. Con lo cual, el pago del cargo por Potencia recupera los costos ligados a la venta de Potencia y a los costos de distribución de las instalaciones requeridas para llevar a cabo el suministro.

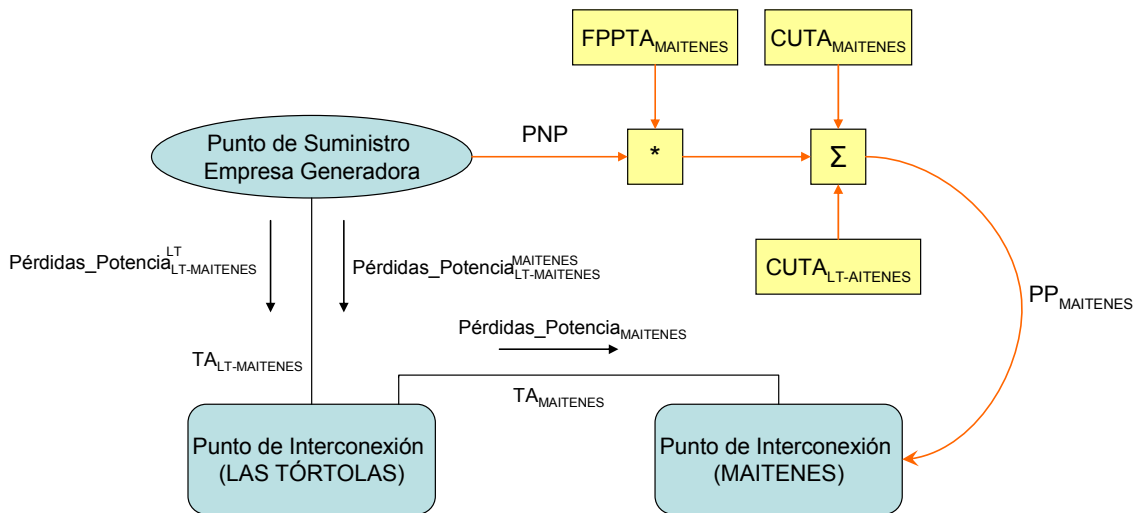


Figura 6. 3: Esquema para la determinación del Precio de Potencia de Punta en el punto de Interconexión Maitenes

Con ello, se definen los siguientes cargos de potencia asociados al nivel de 66 [kV]

6.1.3.a Cargo por Potencia fuera de punta en 66 [kV]

Se calcula como la relación entre los costos de distribución correspondientes al nivel de 66 [kV], dividido por la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 66 [kV] (incluyendo las demandas en la entrada de los transformadores de 66/15 [kV]).

$$CF_{66[kV]} = \frac{\text{Costos_Distribución}_{66[kV]}}{PF_{66[kV]}} [USD / kW]$$

Donde,

PF_{66[kV]} Potencia fuera de punta en 66 [kV], la cual es la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 66 [kV], incluyendo las demandas en la entrada de los transformadores de 66/15 [kV].

6.1.3.b Cargo por Potencia de punta en 66 [kV]

Corresponde al precio de la potencia de punta del punto de interconexión Maitenes, multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia correspondiente al nivel de 66 [kV], más el cargo por potencia fuera de punta. La fórmula de este cargo, es la siguiente:

$$CP_{66[kV]} = PP_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} + CF_{66[kV]}$$

Donde,

CP_{66[kV]} Cargo por potencia de Punta en 66 [kV]
PP_{MAITENES} Precio de Potencia de Punta en Maitenes
FPP_{66[kV]} Factor de pérdidas medias de Potencia de Punta en la red de 66 [kV]
CF_{66[kV]} Cargo por potencia fuera de punta en la etapa de 66 [kV]

El factor de pérdidas medias de potencia de Punta en la red de 66 [kV], se calcula mediante la siguiente expresión:

$$FPP_{66[kV]} = \frac{1}{1 - PP_{66[kV]}}$$

Donde,

$$PP_{66[kV]} = \frac{Pérdidas_Potencia_{66[kV]}}{Pentrada_{66[kV]}}$$

Pérdidas_Potencia_{66[kV]}

Pérdidas de potencia en la red de 66 [kV] (pérdidas de transmisión en las líneas asociadas a este nivel de tensión), medidas en la punta del sistema eléctrico de la red de distribución Los Bronces.

Pentrada_{66[kV]}

Potencia de entrada a la red de 66 [kV], medida en la punta del sistema eléctrico de la red de distribución Los Bronces.

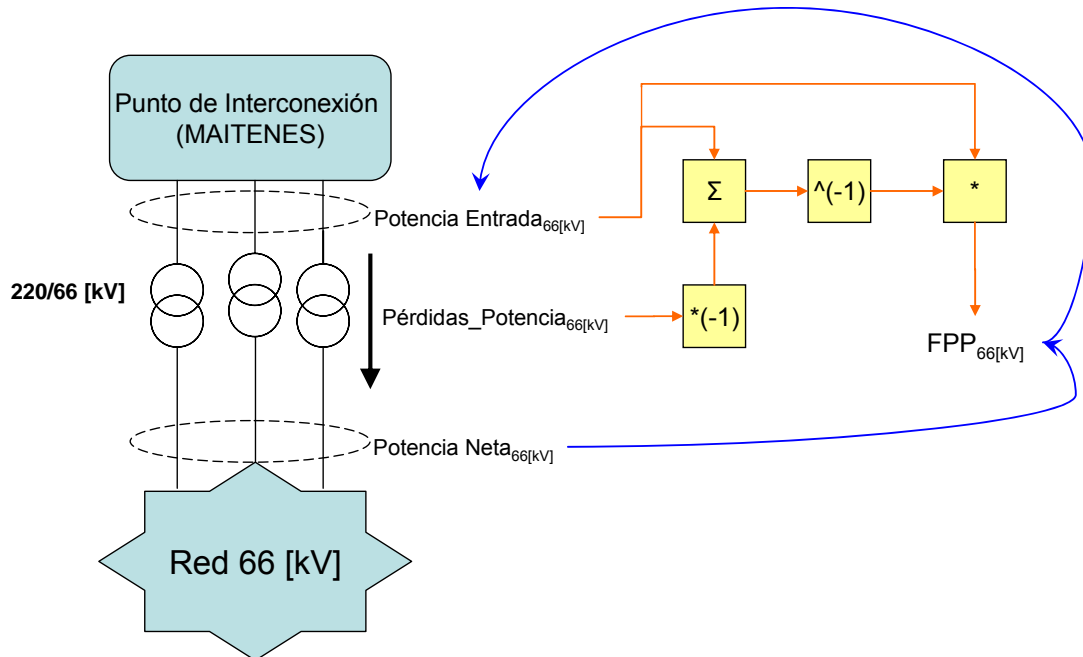


Figura 6. 4: Esquema Factor de Pérdidas medias de Potencia de Punta en el nivel de 66 [kV]

La aplicación de los conceptos expuestos anteriormente, se resume en la siguiente relación:

$$IP_{66[kV]} = CP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} + CF_{66[kV]} \cdot (PF_{66[kV]} - PP_{66[kV]})$$

Donde,

IP_{66[kV]}

Ingresos por potencia en el nivel de tensión 66 [kV]

PP_{66[kV]}

Potencia de punta en 66 [kV], que corresponde a la potencia coincidente con la potencia máxima del sistema faena minera.

PF_{66[kV]}

Potencia fuera de punta en 66 [kV], la cual es la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 66 [kV], incluyendo las demandas en la entrada de los transformadores de 66/15 [kV].

6.1.4 Cargo por Potencia en 15 [kV]

El cargo por potencia en este nivel de tensión, está constituido por:

6.1.4.a Cargo por Potencia fuera de Punta en 15 [kV]

Se calcula como la relación entre los costos de distribución, correspondientes al nivel de 15 [kV], dividido por la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de 15 [kV].

$$CF_{15[kV]} = \frac{\text{Costos}_{\text{Distribución}}_{15[kV]}}{PF_{15[kV]}} [USD/kW]$$

Donde,

PF_{15[kV]} Potencia fuera de punta en 15 [kV], la cual es la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 15 [kV].

6.1.4.b Cargo por Potencia de Punta en 15 [kV]

Es el cargo por potencia de punta en 66 [kV] menos el cargo por potencia fuera de punta de 66 [kV], todo ello multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia de punta en 15 [kV], más el cargo por potencia fuera de punta, correspondiente al nivel de 15 [kV]. La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$CP_{15[kV]} = (CP_{66[kV]} - CF_{66[kV]}) \cdot FPP_{15[kV]} + CF_{15[kV]}$$

Donde,

FPP_{15[kV]} Factor de pérdidas medias de potencia de Punta en la red de 15 [kV]. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$FPP_{15[kV]} = \frac{1}{1 - PP_{15[kV]}}$$
$$PP_{15[kV]} = \frac{\text{Pérdidas}_{\text{Potencia}}_{15[kV]}}{\text{Pentrada}_{15[kV]}}$$

Pérdidas_Potencia_{15[kV]} Pérdidas de potencia en la red de 15 [kV] (incluye pérdidas de transformación en transformadores de 66/15 [kV] y pérdidas de transmisión en las líneas asociadas a este nivel de tensión), medidas en la punta del sistema eléctrico de la red de distribución Los Bronces.

Pentrada_{15[kV]} Potencia de entrada a la red de 15 [kV] , medida en la punta del sistema eléctrico de la red de distribución Los Bronces.

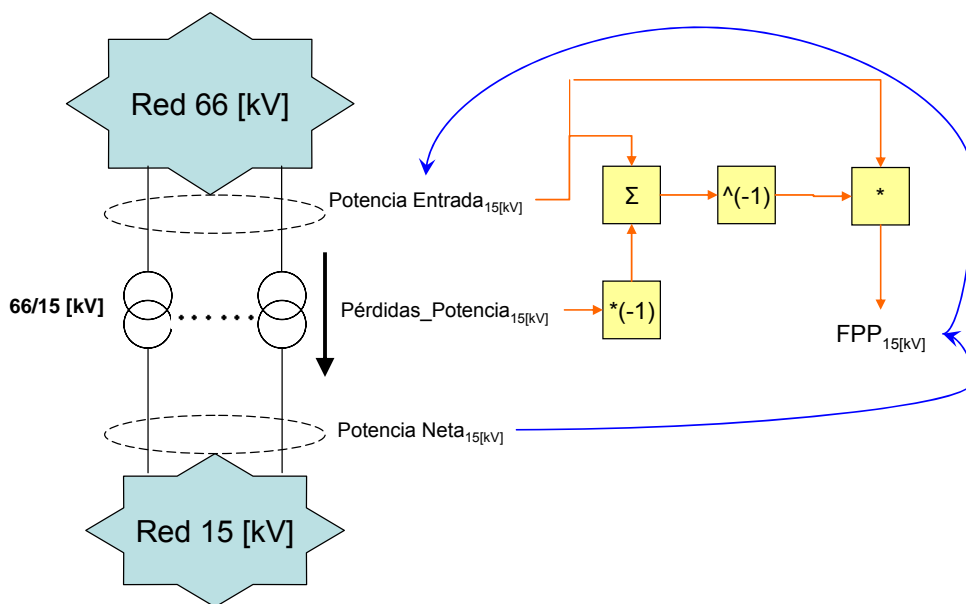


Figura 6. 5: Esquema Factor de Pérdidas medias de Potencia de Punta en el nivel de 15 [kV]

La aplicación de los conceptos expuestos anteriormente se resume en la siguiente relación:

$$IP_{15[kV]} = CP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]} + CF_{15[kV]} \cdot (PF_{15[kV]} - PP_{15[kV]})$$

Donde,

- IP_{15[kV]}** Ingresos por potencia en el nivel de tensión 15 [kV]
- PP_{15[kV]}** Potencia de Punta en 15 [kV], que corresponde a la potencia coincidente con la potencia máxima del sistema Faena Minera.
- PF_{15[kV]}** Potencia fuera de punta en 15 [kV], la cual es la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 15 [kV].

6.1.5 Cargo por Potencia en 23 [kV]

Para definir este cargo, es necesario explicitar el valor de Potencia de Punta a la entrada de la red de distribución de 23 [kV]. Luego, su valor se calculará adicionando a los Precios de Potencia en el nodo de inyección de energía que abastece a la red de distribución, los costos asociados a la transmisión adicional que incluye los costos de las instalaciones usadas para conducir la electricidad desde dicho nodo hasta el punto de interconexión Las Tórtolas (entrada de la red de Distribución de 23 [kV]). Para ello, se aplicará la fórmula siguiente:

$$PP_{LT} = PNP \cdot FPPTA_{LT} + CUTA_{LT-MAITENES} + CUTA_{LT}$$

Donde,

- PP_{LT}** Precio de Potencia de Punta en el punto de interconexión Las Tórtolas
- PNP** Precio de nodo de Potencia de Punta en el nodo de alimentación
- FPPTA_{LT}** Factor de pérdidas medias de Potencia de Punta en transmisión adicional, asociados a Las Tórtolas
- CUTA_{LT-MAITENES}** Costo unitario de transmisión adicional, asociado a las instalaciones para la transmisión de electricidad desde el punto de inyección al punto de interconexión Las Tórtolas

CUTA_{LT} Costo unitario de transmisión adicional correspondiente a Las Tórtolas, asociado a las instalaciones de transformación 220/23[kV]

A su vez,

$$CUTA_{LT-MAITENES} = \frac{Costos_Distribución_{LT-MAITENES}}{FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} + FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]} + FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}} [USD/kW]$$

$$CUTA_{LT} = \frac{Costos_Distribución_{LT}}{FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}} [USD/kW]$$

Donde,

FPP_{23[kV]} Factor de pérdidas medias de Potencia de Punta en la red de 23 [kV]
PP_{23[kV]} Potencia de Punta en 23 [kV], que corresponde a la potencia coincidente con la potencia máxima del Sistema Eléctrico Faena Minera.

Los **Costos_Distribución_{LT-MAITENES}**, corresponden a los costos de distribución asociados a las instalaciones, en el nivel de 220 [kV], instaladas para entregar el suministro desde el punto de inyección al punto de interconexión Las Tórtolas.

Los **Costos_Distribución_{LT}**, corresponden a los costos de distribución asociados a los transformadores, instalados en S/E LT, para bajar el nivel de tensión de 220/23 [kV].

En lo que respecta al PNP, cabe señalar que su valor no corresponde al valor pactado en contrato, sino que éste forma parte de las salidas del modelo, ya que debe calcularse de manera de obtener el balance final que se detallará más adelante.

El factor de pérdidas medias de Potencia de punta en transmisión adicional asociado a LT, se calcula según

$$FPPTA_{LT} = \frac{1}{1 - PP_{TA_LT}}$$

Donde,

$$PP_{TA_LT} = \frac{Pérdidas_Potencia_{TA_LT}}{Pentrada_{TA_LT}}$$

Pérdidas_Potencia_{TA_LT} Pérdidas de Potencia en transmisión adicional asociadas a Las Tórtolas, medidas en la Punta del Sistema Eléctrico de la Red de Distribución Las Tórtolas.

Pentrada_{TA_LT} Potencia de entrada a la red de transmisión adicional asociada a Las Tórtolas, medida en la punta del sistema eléctrico de la red de distribución Las Tórtolas.

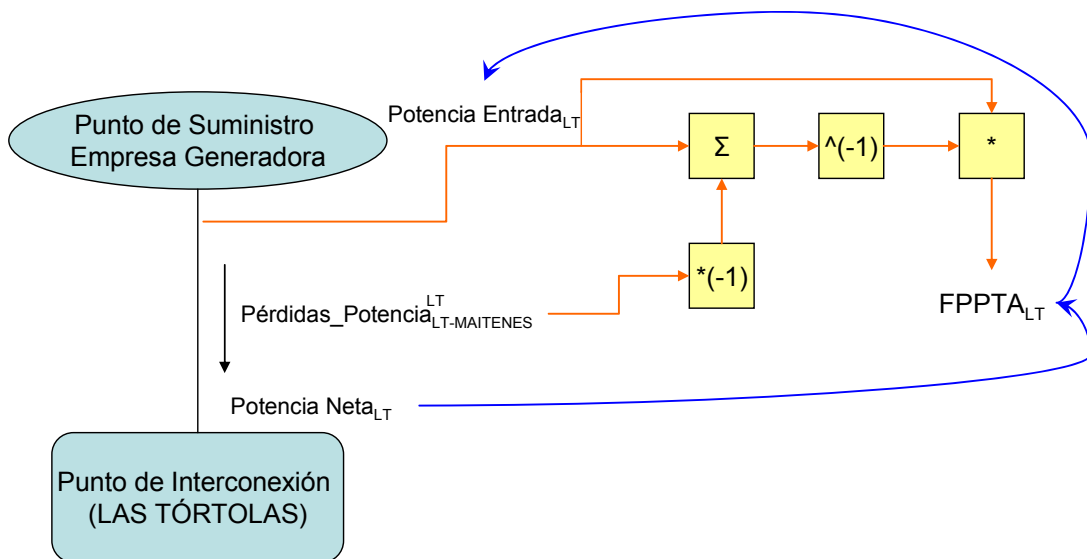


Figura 6. 6: Esquema factor de pérdidas medias de potencia de punta en transmisión adicional, asociado a Las Tórtolas

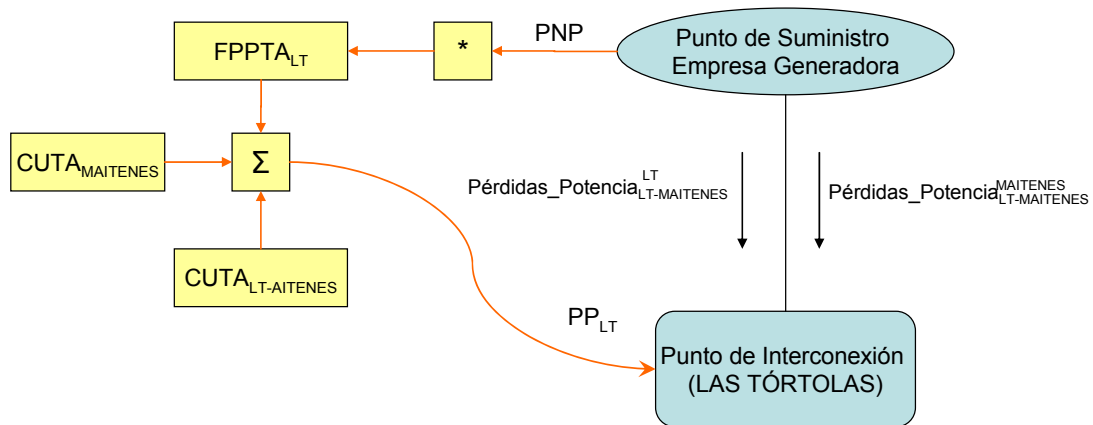


Figura 6. 7: Esquema para la determinación del Precio de Potencia de Punta en el punto de Interconexión Las Tórtolas

Con ello, se definen los siguientes cargos de potencia asociados al nivel de 23 [kV]:

6.1.5.a Cargo por Potencia fuera de punta en 23 [kV]

Se calcula como la relación entre los costos de distribución correspondientes al nivel de 23 [kV], dividido por la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 23 [kV].

$$CF_{23[kV]} = \frac{\text{Costos_Distribución}_{23[kV]}}{PF_{23[kV]}} [USD / kW]$$

Donde,

PF_{23[kV]} Potencia fuera de punta en 23 [kV] que es la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 23 [kV].

6.1.5.b Cargo por Potencia de punta en 23 [kV]

Corresponde al precio de la potencia de punta del punto de interconexión Maitenes, multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia de Punta correspondiente al nivel de 23 [kV], más el cargo por potencia fuera de punta. La fórmula de este cargo, es la siguiente:

$$CP_{23[kV]} = PP_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} + CF_{23[kV]}$$

Donde,

CP_{23[kV]}	Cargo por potencia de Punta en 66 [kV]
PP_{LT}	Precio de Potencia de Punta en Las Tórtolas
FPP_{23[kV]}	Factor de pérdidas medias de Potencia de Punta en la red de 23 [kV]
CF_{23[kV]}	Cargo por potencia fuera de punta en la etapa de 23 [kV]

El Factor de pérdidas medias de potencia de Punta en la red de 23 [kV], se calcula mediante la siguiente expresión:

$$FPP_{23[kV]} = \frac{1}{1 - PP_{23[kV]}}$$

Donde,

$$PP_{23[kV]} = \frac{Pérdidas_Potencia_{23[kV]}}{Pentrada_{23[kV]}}$$

Pérdidas_Potencia_{23[kV]}	Pérdidas de Potencia en la red de 23 [kV]
Pentrada_{23[kV]}	Potencia de entrada a la red de 23 [kV]

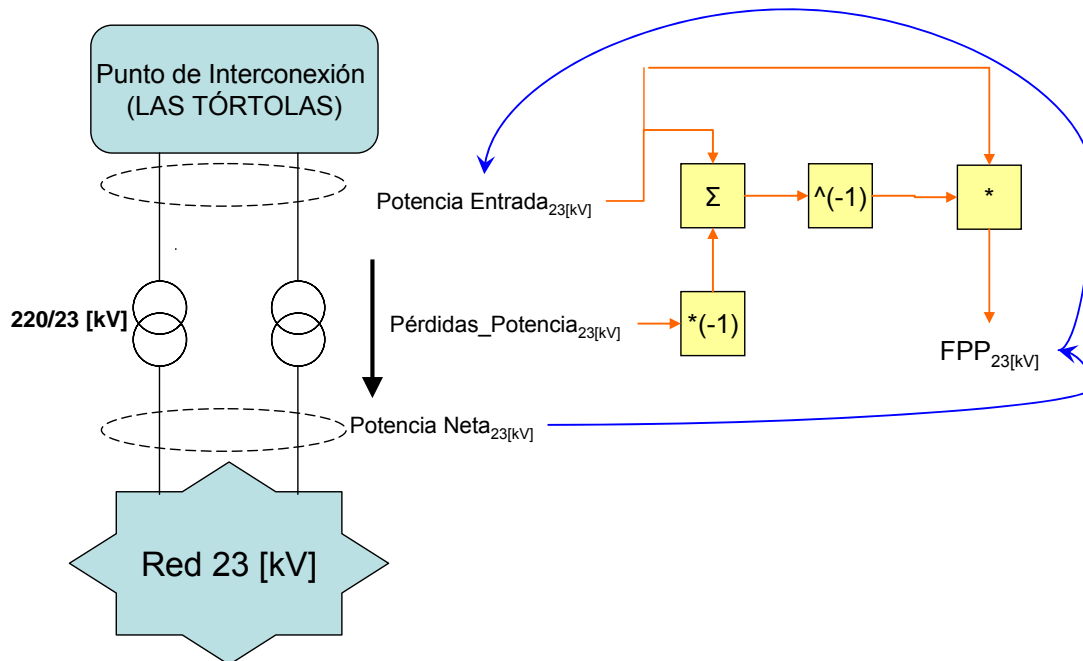


Figura 6. 8: Esquema Factor de Pérdidas medias de Potencia de Punta en el nivel de 23 [kV]

La aplicación de los conceptos expuestos anteriormente, se resume en la siguiente relación:

$$IP_{23[kV]} = CP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]} + CF_{23[kV]} \cdot (PF_{23[kV]} - PP_{23[kV]})$$

Donde,

IP_{23[kV]}	Ingresos por potencia en el nivel de tensión 23 [kV]
PP_{23[kV]}	Potencia de punta en 23 [kV], que corresponde a la potencia coincidente con la potencia máxima del sistema eléctrico faena minera.
PF_{23[kV]}	Potencia fuera de punta en 23 [kV], la cual es la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 23 [kV].

6.1.6 Cargos por Energía en los niveles de 66[kV], 15 [kV] y 23 [kV]

Antes de definir estos cargos, es imprescindible conocer el precio de la energía en los puntos de interconexión existentes en el sistema eléctrico en cuestión.

De esta manera, el precio de la energía en los puntos de interconexión Las Tórtolas y Maitenes se calculan según como sigue a continuación:

$$PE_{MAITENES} = PNE \cdot FPE_{TA_MAITENES}$$

$$PE_{LT} = PNE \cdot FPE_{TA_LT}$$

Donde,

PE_{MAITENES}	Precio de la energía en el punto de interconexión Maitenes
PE_{LT}	Precio de la energía en el punto de interconexión Las Tórtolas
FPE_{TA_MAITENES}	Factor de pérdidas de energía en transmisión adicional asociadas a Maitenes
FPE_{TA_LT}	Factor de pérdidas de energía en transmisión adicional asociadas a Las Tórtolas

A su vez,

$$FPE_{TA_MAITENES} = \frac{1}{1 - pe_{TA_MAITENES}}$$

$$pe_{TA_MAITENES} = \frac{Pérdidas_Energía_{TA_MAITENES}}{E_entrada_{TA_MAITENES}}$$

Pérdidas_Energía_{TA_MAITENES}	Pérdidas de Energía en transmisión adicional asociadas a Maitenes
E_entrada_{TA_MAITENES}	Energía de entrada a la transmisión adicional asociada a Maitenes

$$FPE_{TA_LT} = \frac{1}{1 - pe_{TA_LT}}$$

$$pe_{TA_LT} = \frac{Pérdidas_Energía_{TA_LT}}{E_entrada_{TA_LT}}$$

Pérdidas_Energía_{TA_LT}

Pérdidas de Energía en transmisión Adicional asociadas a Las Tórtolas

E_entrada_{TA_LT}

Energía de entrada a la transmisión adicional asociada a Las Tórtolas

En lo que respecta al PNE, cabe señalar que su valor no corresponde al valor pactado en contrato, sino que éste forma parte de las salidas del modelo, ya que debe calcularse de manera de obtener el balance final que se detallará más adelante.

Con ello,

$$CE_{66[kV]} = PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]}$$

$$CE_{15[kV]} = CE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]}$$

$$CE_{23[kV]} = PE_{LT} \cdot FPE_{23[kV]}$$

Donde,

CE_{66[kV]}	Cargo por energía en el nivel de 66 [kV]
CE_{15[kV]}	Cargo por energía en el nivel de 15 [kV]
CE_{23[kV]}	Cargo por energía en el nivel de 23 [kV]
PE_{MAITENES}	Precio de la energía en el punto de interconexión Maitenes
PE_{LT}	Precio de la energía en el punto de interconexión Las Tórtolas
FPE_{66[kV]}	Factor de pérdidas de energía a nivel de 66 [kV]
FPE_{15[kV]}	Factor de pérdidas de energía a nivel de 15 [kV]
FPE_{23[kV]}	Factor de pérdidas de energía a nivel de 23 [kV]

La metodología para el cálculo de las pérdidas involucradas en la obtención de los factores de pérdidas medias de energía y potencia, se presenta en el Apéndice E: “Cálculo de pérdidas de energía y potencia”. Por su parte, la demostración de la recuperación de los costos, mediante la aplicación de las tarifas base, se puede apreciar en detalle en el Apéndice F.

6.2 Categorías Tarifarias

Para la determinación de las categorías tarifarias, se considerará una distinción en función de la incidencia de los clientes mineros dentro del proceso productivo. Es decir, se diferenciará entre aquellos clientes que tienen directa relación con la operación, de aquellos que sólo tiene labores administrativas.

a) Demandas fuera del proceso de operación: Consumidores que cumplen roles administrativos, generalmente de poca potencia instalada, y que tienen muy poca respuesta a las señales de precios, ya que su consumo no responde a consignas de la operación sino que al funcionamiento de cargas vinculadas a áreas administrativas (luminarias, calefacción, computadores, etc.). Ejemplos de esta segmentación, son los clientes como casinos y oficinas.

Para aquellos clientes sometidos a este grupo de consumidores, no se considerarán indicadores de eficiencia energética que incidan en los precios que arroje el modelo de tarificación. Y es que, estos clientes al no contar con equipos operables conforme a consignas de racionamiento

energético que representen ahorros significativos, se hace innecesario incorporar señales de eficiencia energética en su estructura de tarificación.

b) Demandas dentro del proceso de operación: Consumidores netamente involucrados en labores relativas a la operación, correspondientes a distintas Áreas de la Faena Minera, de gran potencia instalada, que tienen la capacidad de responder frente a las señales de precios.

Los clientes enmarcados en este grupo de consumidores, cuentan con instalaciones operables según criterios de eficiencia, puesto que la diversidad de cargas con las que cuentan, permiten operarlos en forma estratégica conforme a su reacción frente a las señales de precios que la estructura de tarificación les entregue.

Dado que los valores de la tarifa base no contemplan la modalidad de consumo de las distintas categorías de consumidores, sino que solamente conforme a su nivel de tensión; a efectos de la determinación de los parámetros tarifarios se han considerado los valores de los costos de Distribución en cada nivel de tensión afectados por distintos coeficientes que reflejen la incidencia de cada categoría tarifaria en los mismos. De esta forma se asegura la adecuada recuperación de los costos de distribución mediante el cobro de la tarifa.

6.2.1 Categoría de Demandas fuera del proceso de operación

La tarificación, que para este grupo de clientes se propone, cuenta con un cargo fijo mensual y uno variable en función del consumo mensual de energía, registrado sin efectuar discriminación horaria. Luego, se considera apropiada la medición de energía exclusivamente.

De esta manera, la tarificación, para este segmento de clientes, está basada en un costo variable construido a partir del consumo registrado de la medición de energía, esto es, un precio monómico que contemple el costo asociado a potencia y energía que permita cubrir los costos asociados al suministro de energía y potencia para los clientes enmarcados en esta categoría.

Luego, para esta categoría se considera una tarifa que contempla los siguientes cargos según su nivel de tensión:

6.2.1.1 Cargo por Consumidor

Corresponde al mismo que el calculado en las Tarifas Base, según su nivel de tensión:

Nivel de 66 [kV]

$$CC = \frac{\text{Costo}_{\text{Consumidores}}_{66[\text{kV}]}}{N^{\circ}\text{clientes}_{66[\text{kV}]}}$$

Nivel de 15 [kV]

$$CC = \frac{\text{Costo}_{\text{Consumidores}}_{15[\text{kV}]}}{N^{\circ}\text{clientes}_{15[\text{kV}]}}$$

Nivel de 23 [kV]

$$CC = \frac{\text{Costo}_{\text{Consumidores}}_{23[\text{kV}]}}{N^{\circ}\text{clientes}_{23[\text{kV}]}}$$

6.2.1.2 Cargo variable (Monómico)

Nivel de 66 [kV]

$$CV = PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} + \left(PP_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot f_{coinSist_1,66[kV]} + CF_{66[kV]} \cdot f_{divCateg_1,66[kV]} \right) \cdot \frac{1}{730 \cdot FC_{1,66[kV]}}$$

Nivel de 15 [kV]

$$CV = PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} + \left[\left(PP_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot f_{coinSist_1,15[kV]} + CF_{66[kV]} \cdot f_{divCateg_1,66[kV]} \right) \cdot FPP_{15[kV]} - CF_{66[kV]} \cdot f_{divCateg_1,66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} + f_{divCateg_1,15[kV]} \cdot \left(CF_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} + CF_{15[kV]} \right) \right] \cdot \frac{1}{730 \cdot FC_{1,15[kV]}}$$

Nivel de 23 [kV]

$$CV = PE_{LT} \cdot FPE_{23[kV]} + \left(PP_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot f_{coinSist_1,23[kV]} + CF_{23[kV]} \cdot f_{divCateg_1,23[kV]} \right) \cdot \frac{1}{730 \cdot FC_{1,23[kV]}}$$

Donde,

$f_{coinSist} [^{\circ}/1]$	Factor de incidencia en la adquisición de potencia.
$f_{coinCateg} [^{\circ}/1]$	Factor de coincidencia de la categoría.
$f_{categ66[kV]} [^{\circ}/1]$	Factor de incidencia de la demanda de la categoría de consumidor en la expansión de la red de 66 [kV].
$f_{categ15[kV]} [^{\circ}/1]$	Factor de incidencia de la demanda de la categoría de consumidor en la expansión de la red de 15 [kV].
$f_{categ23[kV]} [^{\circ}/1]$	Factor de incidencia de la demanda de la categoría de consumidor en la expansión de la red de 23 [kV].
FC	Factor de carga del consumidor típico de la categoría
730	Horas mensuales

Los factores de incidencia mencionados anteriormente, se determinan en función a las curvas de carga características de la categoría tarifaria y de las correspondientes a nivel de instalaciones de 66, 15 y 23 [kV], de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$FC_{1,i} = \frac{P_{med_Categ_1,i}}{P_{máx_Categ_1,i}}$$

Donde,

$P_{med_Categ_1,i}$	Potencia media, en el nivel de tensión i, de la categoría 1, medido durante el periodo de facturación.
-----------------------	--

P_{máx_Categ_1,i} Potencia máxima, en el nivel de tensión i, de la categoría 1, medido durante el periodo de facturación.

Por otro lado,

$$f_{\text{coinSist}_{-1,i}} = \frac{P_{\text{catCoin}_{-1,i}}}{P_{\text{máxCat}_{-1,i}}}$$

$$f_{\text{divCat}_{-1,i[\text{kV}]}} = \frac{\sum P_{\text{máxCat}_{-1,i}}}{P_{\text{máxCat}_{-1,i}}}$$

Donde el subíndice 1,i da cuenta los distintos niveles de tensión (i= 66, 15 o 23 [kV]) que eventualmente puedan estar sujetos a categoría 1.

P_{catCoin_1,i} Potencia de la categoría 1, en el nivel de tensión i, coincidente con la potencia de punta del Sistema Eléctrico Faena Minera.

P_{máxCat_1,i} Potencia máxima de la categoría 1, en el nivel de tensión i.

Con ello, el importe facturado para cada consumidor (IFC), se calcula como:

$$IFC = CC + CV \cdot E$$

Donde,

E Energía consumida durante el periodo de facturación, por el cliente asociado a esta categoría.

El ingreso por facturación mensual (IFM) en esta categoría tarifaria, para cada uno de los niveles de tensión considerado es:

$$IFM_{\text{Categ1,i}} = \underbrace{NC_{\text{Categ1,i}} \cdot CC_{\text{Categ1,i}}}_{\text{Componente}_1} + \underbrace{CV_{\text{Categ1,i}} \cdot E_{\text{categ1,i}}}_{\text{Componente}_2}$$

Donde,

Categ1,i Subíndice que da cuenta de la categoría tarifaria 1 y del nivel de tensión considerado (i= 66, 15 o 23 [kV]).

NC Número de clientes de la categoría tarifaria en cuestión, asociada al nivel de tensión i.

En definitiva, la aplicación de esta categoría tarifaria en los distintos niveles de tensión, cuenta con los siguientes coeficientes y parámetros tarifarios

Tabla 6. 3: Coeficientes y parámetros tarifarios de la categoría tarifaria de demandas fuera del proceso de operación

Coeficiente	Unidad	66 [kV]	15 [kV]	23 [kV]
NC				
f_{coinSist}				
f_{divCateg}				
$P_{\text{máxCat}}$				
FC				
Parámetros Tarifarios				
CC	[USD]			
CV	[USD/kWh]			

6.2.1.3 Cargo energía reactiva

Este cargo se calcula según se detalló en la tabla 3.2. No obstante, una vez conocido el monto total debido al pago de esta componente, éste se distribuirá entre todos los clientes a prorrata de sus consumos de energía de manera de simplificar la modelación teórica del modelo.

6.2.2 Categoría de Demandas dentro del proceso de operación

La estructura tarifaria que se plantee para este grupo de clientes debe ser acorde tanto con las disposiciones contractuales como con la información que se pueda extraer como entrada para el modelo de tarificación. De esta manera, si no se dispone de un Scada, que permita registrar el comportamiento de los consumos correspondientes a cada consumo, parece recomendable considerar solamente una estructura que cuente con la medición de demanda máxima, y un registro de energía sin discriminación horaria. Si bien es cierto, pueden existir casos en los que se justifica la discriminación horaria en los cargos, el sistema de medición manual no permite registrar información detallada que permita entregar esta señal de uso temporal de la energía.

No obstante, si el contrato pactado entre las partes no considera una discriminación horaria de los cargos por energía, entonces no tiene mayor sentido realizar una tarificación interna que sí los considere. Pues ello implicaría asumir los mayores costos en que deben incurrir las centrales de generación, durante las horas de mayor demanda, a priori y no bajo datos fidedignos.

Luego, considerando sólo la medición de demanda máxima y lecturas de energía sin discriminación horaria; los cargos a aplicar para los clientes enmarcados dentro de esta categoría, conforme a su correspondiente nivel de tensión, son los siguientes:

6.2.2.1 Cargo por Consumidor

Corresponde al mismo que el calculado en las tarifas base, según su nivel de tensión:

Nivel de 66 [kV]

$$CC = \frac{\text{Costo}_{\text{Consumidores}_{66[\text{kV}]}}}{N^{\circ}\text{clientes}_{66[\text{kV}]}}$$

Nivel de 15 [kV]

$$CC = \frac{\text{Costo}_{\text{Consumidores}}_{15[\text{kV}]}}{N^{\circ}\text{clientes}_{15[\text{kV}]}}$$

Nivel de 23 [kV]

$$CC = \frac{\text{Costo}_{\text{Consumidores}}_{23[\text{kV}]}}{N^{\circ}\text{clientes}_{23[\text{kV}]}}$$

6.2.2.2 Cargo por Potencia Demandada

Nivel de 66 [kV]

$$CP = PP_{\text{MAITENES}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot \frac{f_{\text{coinSist}_{-2,66[\text{kV}]}}}{f_{\text{divCat}_{-2,66[\text{kV}]}}} + CF_{66[\text{kV}]}$$

Nivel de 15 [kV]

$$CP = \left(PP_{\text{MAITENES}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot \frac{f_{\text{coinSist}_{-2,15[\text{kV}]}}}{f_{\text{divCat}_{-2,15[\text{kV}]}}} + CF_{66[\text{kV}]} \right) \cdot FPP_{15[\text{kV}]} + CF_{15[\text{kV}]}$$

Nivel de 23 [kV]

$$CP = PP_{LT} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot \frac{f_{\text{coinSist}_{-2,23[\text{kV}]}}}{f_{\text{divCat}_{-2,23[\text{kV}]}}} + CF_{23[\text{kV}]}$$

Como se puede apreciar el cargo por potencia demandada tiene dos componentes: la primera asociada a la coincidencia del cliente con la potencia máxima del sistema, mientras que la segunda guarda relación con la recuperación de los costos asociados a las redes de distribución. Por esta razón, se diferenciará entre ambas componentes, denominando cargo por potencia de punta a la primera componente y cargo por potencia de distribución a la segunda.

6.2.2.3 Cargo por Energía

Nivel de 66 [kV]

$$CE = PE_{\text{MAITENES}} \cdot FPE_{66[\text{kV}]}$$

Nivel de 15 [kV]

$$CE = PE_{\text{MAITENES}} \cdot FPE_{66[\text{kV}]} \cdot FPE_{15[\text{kV}]}$$

Nivel de 23 [kV]

$$CE = PE_{LT} \cdot FPE_{23[\text{kV}]}$$

Los factores de incidencia mencionados anteriormente, se determinan en función a las curvas de carga características de la categoría tarifaria y de las correspondientes a nivel de instalaciones de 66, 15 y 23 [kV], de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$f_{\text{coinSist}_{2,i}} = \frac{P_{\text{catCoin}_{2,i}}}{P_{\text{máxCat}_{2,i}}}$$

$$f_{\text{divCat}_{2,i}[\text{kV}]} = \frac{\sum P_{\text{máxCat}_{2,i}}}{P_{\text{máxCat}_{2,i}}}$$

Donde el subíndice 2,i da cuenta los distintos niveles de tensión (i= 66, 15 o 23 [kV]) que eventualmente puedan estar sujetos a categoría 2.

P_{catCoin_{2,i}} Potencia de la categoría 2, en el nivel de tensión i, coincidente con la potencia de punta del Sistema Eléctrico Faena Minera.

P_{máxCat_{2,i}} Potencia máxima de la categoría 2, en el nivel de tensión i.

Con ello, el importe facturado para cada consumidor (IFC) se calcula como:

$$IFC = CC + CP \cdot P_{\text{máx}} + CE \cdot E$$

Donde,

P_{máx} Potencia máxima del consumidor [kW]

E Energía consumida por el consumidor durante el periodo de facturación [kWh]

El ingreso por facturación mensual (IFM) en esta categoría tarifaria, para cada uno de los niveles de tensión considerado es:

$$IFM_{\text{Categ}_{2,i}} = NC_{\text{Categ}_{2,i}} \cdot CC_{\text{Categ}_{2,i}} + CE_{\text{Categ}_{2,i}} \cdot E_{\text{categ}_{2,i}} + CP_{\text{Categ}_{2,i}} \cdot \sum P_{\text{máxCat}_{2,i}}$$

Donde,

Categ_{2,i} Subíndice que da cuenta de la categoría tarifaria 2 y del nivel de tensión considerado (i= 66, 15 o 23 [kV]).

E_{categ_{2,i}} Energía consumida durante el periodo de facturación, por la categoría en el nivel de tensión considerado

En definitiva, la aplicación de esta categoría tarifaria en los distintos niveles de tensión, cuenta con los siguientes coeficientes y parámetros tarifarios

Tabla 6. 4: Coeficientes y parámetros tarifarios de la categoría tarifaria de demandas fuera del proceso de operación

Coeficiente	Unidad	66 [kV]	15 [kV]	23 [kV]
NC				
f _{coinSist}				
f _{divCateg}				
P _{máxCat}				
FC				
Parámetros Tarifarios				
CC	[USD]			
CP	[USD/kW-mes]			
CE	[USD/kWh]			

6.2.2.4 Cargo energía reactiva

Este cargo se calcula según se detalló en la tabla 3.2. No obstante, una vez conocido el monto total debido al pago de esta componente, éste se distribuirá entre todos los clientes a prorrata de sus consumos de energía de manera de simplificar la modelación teórica del modelo.

A continuación, se muestra un esquema gráfico para el mejor entendimiento de los coeficientes involucrados en la obtención de los parámetros tarifarios.

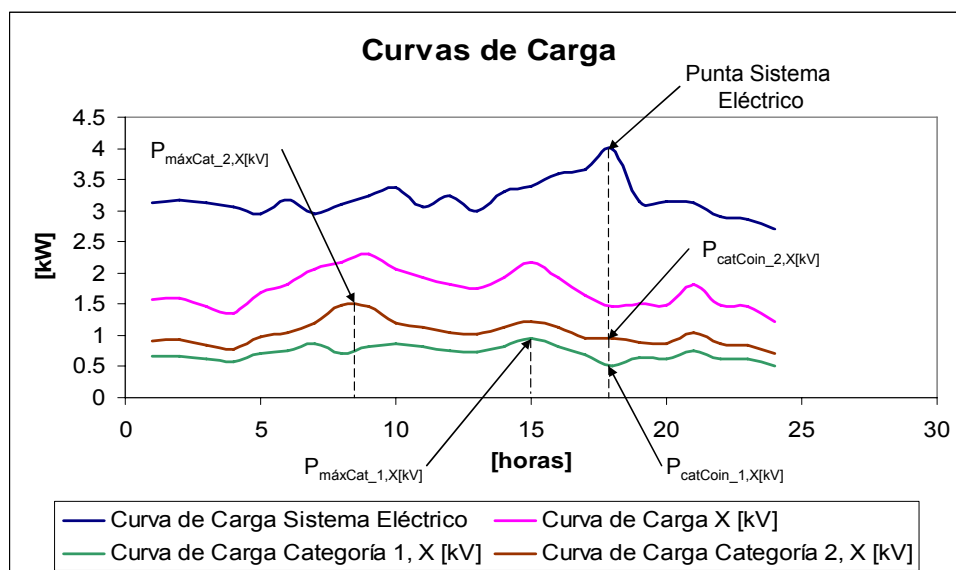


Tabla 6. 5: Esquema para la determinación de los coeficientes para la determinación de los Parámetros Tarifarios

En el Apéndice F: “Demostración aplicación estructuras tarifarias”, se puede apreciar en detalle la recuperación de los costos por medio de la aplicación de los cargos a los distintos grupos de clientes. Con lo anterior, queda demostrado que la aplicación de las tarifas modeladas para cada categoría de consumidor, entrega como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos mediante la aplicación de las tarifas base, a la totalidad de los consumos servidos en cada nivel de tensión.

Por lo tanto los ingresos son los mismos que se obtendría por la aplicación de las tarifas base, con lo cual el modelo de tarificación es teóricamente válido y su aplicación permite recuperar todos los costos asociados a la actividad de distribución involucrados.

6.3 Balance deseado y salidas del Modelo propuesto

El balance deseado comprende las ecuaciones que determinarán el valor de los parámetros tarifarios a aplicar a los distintos clientes mineros al interior de la Faena.

El balance, está fuertemente influenciado por las características propias del contrato. Es decir, el balance deseado es el nexo con el contrato de negociación que las Faena Mineras acuerdan con las Empresas generadoras suministradoras de la electricidad. De esta forma, distinguiendo las

componentes del ingreso de facturación mensual que tienen como destino a la empresa generadora, es posible elaborar fórmulas que tengan incidencia en los parámetros tarifarios, a fin de que dichas empresas generadoras reciban los mismos ingresos, mediante la aplicación de los precios pactados según contrato, que con la implementación de un modelo de tarificación de electricidad al interior de la faena minera.

Balance de Energía

Sea $PE_{contrato}$ el precio de la energía pactado de común acuerdo según contrato. De esta forma, el ingreso que a la empresa generadora le corresponde luego de cada período de facturación, en lo que a cargo por energía comprende, es:

$$IE_{Generador} = PE_{contrato} \cdot E_{inyectada}$$

Donde,

$IE_{Generador}$	Ingreso por energía percibido luego de cada periodo de facturación por parte de la empresa generadora.
$E_{inyectada}$	Energía total inyectada por la generadora con destino a la faena minera y sujeta a facturación. La energía inyectada podría eventualmente ser medida en punto aguas abajo del punto de inyección, instancia en la cual dicha medición debe ser referida al punto de suministro a fin de contabilizar la inyección total (medición aguas abajo más las pérdidas correspondientes).

El modelo que se postula, pretende cubrir el costo asociado a la generación propia efectuada durante las horas punta, entre todos los clientes dentro del sistema de distribución de la Faena Minera. Lo anterior, con el objeto de no responsabilizar por el pago de ésta, sólo a aquella área de producción que cuente con grupos electrógenos, puesto que ello constituiría una externalidad positiva para el resto de los clientes, debido al menor pago por potencia en el que ellos incurrirían a causa de dicho recorte de punta. De esta forma, el costo asociado a la generación propia se calcula según la expresión:

$$Costo_{AutoGeneración} = E_{AutoGenerada} \cdot Costo_{Combustible} \cdot Consumo_{especifico}$$

$Costo_{AutoGeneración}$	Costo de la Autogeneración inyectada durante las horas de punta, para recortar la punta del sistema Eléctrico Faena Minera
$E_{AutoGenerada}$	Energía autogenerada durante las horas de punta
$Costo_{Combustible}$	Costo unitario del combustible en [USD/lit]
$Consumo_{especifico}$	Consumo específico del grupo electrógeno

En la Faena Minera en análisis, todos los clientes del sistema eléctrico son beneficiados por el recorte de potencia de punta, debido a que la facturación del cargo por potencia asociado es medido conjuntamente, esto es, sistema de distribución Los Bronces y sistema de distribución Las Tórtolas. Luego, la fórmula de balance en la componente de energía es la siguiente:

$$PE_{contrato} \cdot E_{inyectada} + Costo_{AutoGeneración} = \sum_i Costo_Compra_Energía_i$$

Donde el subíndice “i” denota los distintos niveles de tensión involucrados, esto es, 66; 15 y 23 [kV].

Lo anterior supone que la inyección de las unidades de generación propia, destinadas a recortar la punta del sistema, se produce en el mismo punto de interconexión con la empresa Generadora. Ello forma parte de una simplificación que permitirá modificar los precios de compra de energía y de potencia aguas arriba, de manera de no introducir alteraciones aguas abajo del dicho punto de interconexión, en lo que a estos precios de compra concierne.

Pese a que esta simplificación es una abstracción, puede ser fundamentada en forma numérica de manera simple. El siguiente esquema muestra de qué forma tanto la energía activa como los costos debidos a la generación en horas de punta, deben ser referidos al punto de interconexión con la empresa generadora, de manera de simplificar el tratamiento de los precios de compra al interior de la red de distribución.

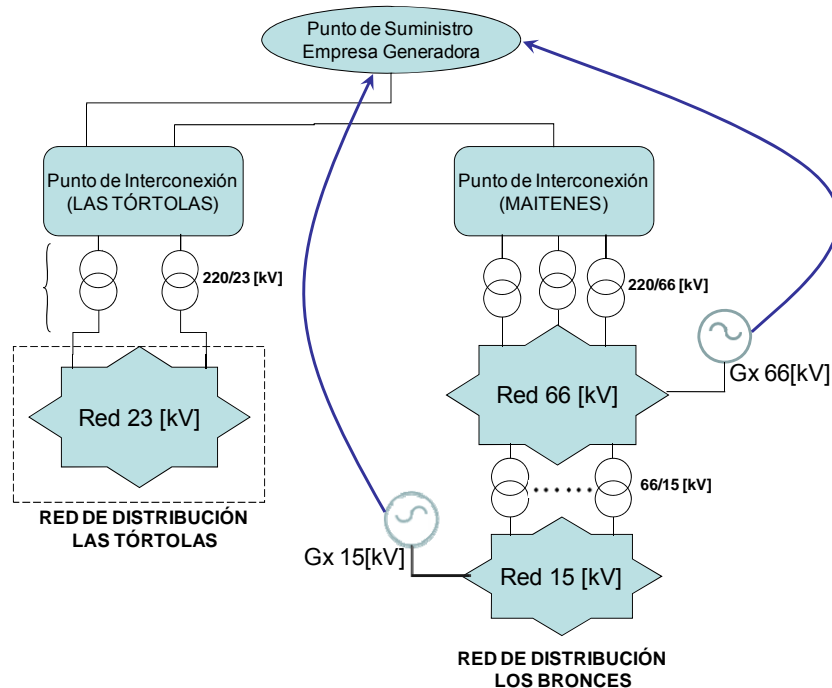


Figura 6. 9: Inyección debida a grupos electrógenos referida a punto de interconexión con empresa generadora

Es decir, al referir la generación, del nivel de tensión 66 y 15 [kV], al punto de interconexión con la empresa generadora se debe tomar en cuenta las pérdidas incurridas de manera de reflejar en forma fidedigna el supuesto que dichas inyecciones se producen en el mismo punto de interconexión y no en los niveles de tensión en donde realmente dichos generadores están dispuestos. Esto trae como consecuencia, que tanto el precio unitario de generación, como la energía inyectada se vean influenciados por los factores de pérdidas de energía correspondientes, resultando que el efecto conjunto es equivalente a si se tuviera la misma inyección y al mismo precio de generación que en el nivel de tensión respectivo. Es decir:

$$\begin{aligned}
& Costo_Total_Gx_{66[kV]} \\
&= \left(Gx_{66[kV]} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{TA_MAITENES} \right) \cdot \frac{CostoGx_{66[kV]}}{FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{TA_MAITENES}} = Gx_{66[kV]} \cdot CostoGx_{66[kV]} \\
& Costo_Total_Gx_{15[kV]} \\
&= \left(Gx_{15[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{TA_MAITENES} \right) \cdot \frac{CostoGx_{15[kV]}}{FPE_{15[kV]} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{TA_MAITENES}} \\
&= Gx_{15[kV]} \cdot CostoGx_{15[kV]}
\end{aligned}$$

Con ello, se obtiene un costo total debido a la inyección de energía tanto por parte de la empresa generadora como por parte de los grupos electrógenos destinados a recortar la punta del sistema. Luego, desarrollando la expresión de balance de energía:

$$\begin{aligned}
& PE_{contrato} \cdot E_{inyectada} + Costo_{AutoGeneración_66[kV]} + Costo_{AutoGeneración_15[kV]} \\
&= PNE \cdot \left\{ FPE_{TA_MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot (E_{66[kV]} + FPE_{15[kV]} \cdot E_{15[kV]}) + FPE_{TA_LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot E_{23[kV]} \right\} \\
\Rightarrow PNE &= \frac{PE_{contrato} \cdot E_{inyectada} + Costo_{AutoGeneración_66[kV]} + Costo_{AutoGeneración_15[kV]}}{\left\{ FPE_{TA_MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot (E_{66[kV]} + FPE_{15[kV]} \cdot E_{15[kV]}) + FPE_{TA_LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot E_{23[kV]} \right\}}
\end{aligned}$$

Se obtiene un precio de nudo de la energía en el punto de interconexión con la empresa generadora, el cual da cuenta de las inyecciones de energía involucradas y, por tanto, permite recuperar y distribuir los costos por este concepto entre los clientes distribuidos en el sistema de distribución.

Balance de Potencia

Sea $PP_{contrato}$ el precio por potencia activa pactado de común acuerdo según contrato. De esta forma, el ingreso que a la empresa generadora le corresponde luego de cada período de facturación, en lo que a cargo por potencia activa comprende, es:

$$IP = PP_{contrato} \cdot PAF$$

Donde,

IP Ingreso por potencia percibido luego de cada periodo de facturación
PAF Potencia Activa a Facturar

Cabe destacar que, tal y como se señaló anteriormente, las fórmulas de balance están sujetas a lo que dicta el contrato. En el caso de la Faena Minera en cuestión, el reembolso por potencia activa se realiza mediante el promedio de las demandas máximas leídas durante un periodo en estudio, sin embargo, para otra faena minera, dicho cargo puede aplicar sobre otro factor, en cuyo caso, la fórmula de balance de Potencia cambiará. Luego, la fórmula de balance en la componente de potencia, para la Faena Minera en estudio, es la siguiente:

$$PP_{contrato} \cdot PAF = \sum_i Costo_Compra_Potencia_i$$

Donde el subíndice “i” denota los distintos niveles de tensión involucrados, esto es, 66; 15 y 23 [kV].

Desarrollando la expresión anterior:

$$\begin{aligned}
 & PP_{\text{contrato}} \cdot PAF \\
 &= PNP \cdot \left\{ FPPTA_{\text{MAITENES}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot (PP_{66[\text{kV}]} + FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]}) + FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot PP_{23[\text{kV}]} \right\} \\
 \Rightarrow PNP &= \frac{PP_{\text{contrato}} \cdot PAF}{\left\{ FPPTA_{\text{MAITENES}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot (PP_{66[\text{kV}]} + FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]}) + FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot PP_{23[\text{kV}]} \right\}}
 \end{aligned}$$

Balance costos de Distribución Adicional

$$\begin{aligned}
 CTA_{LT_MAITENES} &= \text{Costos_Distribución}_{LT_MAITENES} = \frac{AVNR_{LT_MAITENES}}{12} \\
 CTA_{MAITENES} &= \text{Costos_Distribución}_{MAITENES} = \frac{AVNR_{MAITENES}}{12} \\
 CTA_{LT} &= \text{Costos_Distribución}_{LT} = \frac{AVNR_{LT}}{12}
 \end{aligned}$$

Balance con Faena Minera, Costos de Distribución

$$\begin{aligned}
 \text{Costos_Distribución}_{66[\text{kV}]} &= \frac{AVNR_{66[\text{kV}]}}{12} \\
 \text{Costos_Distribución}_{15[\text{kV}]} &= \frac{AVNR_{15[\text{kV}]}}{12} \\
 \text{Costos_Distribución}_{23[\text{kV}]} &= \frac{AVNR_{23[\text{kV}]}}{12}
 \end{aligned}$$

Los AVNR de las instalaciones asociadas a las distintas Redes de distribución presentes en la Faena Minera, así como los AVNR de las instalaciones de transmisión adicional se muestran en el Apéndice B.5 y B.6

6.4 Enlace con Indicadores de Eficiencia

La relación entre el modelo de tarificación eléctrica y los indicadores de eficiencia se realiza a posteriori del desarrollo teórico del modelo en cuestión. Lo anterior debido a que el modelo de tarificación tiene un fundamento teórico basado en principios eléctricos y, los indicadores de eficiencia son datos relativos a la operación relacionados con una perspectiva minera.

De esta forma, una vez expuesto el modelo de tarificación, los indicadores de eficiencia actúan como una externalidad, que viene a dar cuenta de las señales de tarificación que este modelo pretende entregar. Con ello, dichos indicadores, mencionados en la sección 5.3.4, modifican en cierta manera la distribución de los costos- en la componente de la energía- conforme al criterio que se señala a continuación:

La influencia que los indicadores de eficiencia tendrán sobre el modelo de tarificación, se realizará en base a un historial, que se utilizará como parámetro para catalogar a cada área de la faena minera como “eficiente” o “ineficiente”. En este sentido, con la información disponible, se construirán para cada área de la faena minera, curvas de tendencia que vincularán a una determinada cantidad de producción, qué índice de eficiencia debiera tener en un determinado mes de facturación. Así por ejemplo, si un proceso en un determinado mes de facturación, presenta un índice de eficiencia menor a lo que la curva de tendencia predice, entonces dicho proceso es catalogado como eficiente, en caso contrario será ineficiente.

El criterio de clasificación entre eficientes e ineficientes, tiene como propósito motivar a los distintos procesos productivos a obtener índices de eficiencia por debajo de sus curvas de tendencia. Esto es, dado que las curvas de tendencia se construyen en base a datos reales- índices de intensidad energética en función de unidades físicas de producción- se pretende dar la señal de inducir a los procesos a ser tan eficientes, en lo que respecta al uso de la energía, como fueron en alguna oportunidad anterior.

Esto es, el hecho de que las curvas de tendencia sean construidas en base a información real, induce a los procesos a buscar una estrategia de operación basada en patrones reales y no teóricos. En otras palabras, la catalogación de eficiente no es un objetivo inalcanzable, sino que por el contrario, es la búsqueda de una operación que fue realizada anteriormente y, por tanto, es completamente tangible.

Dado que los indicadores de eficiencia que se utilizarán son índices de intensidad energética, éstos tienen unidades de [kWh/ producción]; su enlace con el modelo de tarificación debe ser en la componente de energía. De esta forma, si un cliente es catalogado como eficiente, entonces tiene derecho a un incentivo (paga menos por energía), mientras que si fue ineficiente debe ser penalizado mediante una multa (paga más por la energía).

Otro punto importante es que conforme a no provocar distorsiones que alteren el balance de energía del modelo, es que los incentivos de las áreas eficientes se determinan en función de las multas aplicadas a los ineficientes. Esto es, en base a todas las multas (mayor pago por energía) aplicadas a las áreas ineficientes en un determinado mes de facturación, se construye un monto de incentivo (menor pago por energía) a distribuir entre las áreas eficientes.

Luego, si un área de producción produce una determinada cantidad “x” durante el mes de facturación, y la intensidad energética asociada a dicha producción está por sobre lo que indica la curva de tendencia, entonces dicha área de producción es catalogada como “ineficiente” y, por tanto le es aplicable una multa a modo de penalización. En caso contrario, si la intensidad energética registrada en producir las mismas “x” unidades, es inferior a lo que determina la curva de tendencia, significa que dicha área es “eficiente” y por ende tiene derecho a incentivo.

Cabe destacar que para un determinado escenario, es posible tener los siguientes casos excepcionales:

Caso 1: Todas las áreas de producción eficientes

En este caso, dado que no hay áreas ineficientes a las que se pueda cargar el menor pago por energía asignable a las áreas eficientes, no es posible asignar incentivos. Sin embargo, el hecho de que éstas no tengan que recibir multas, constituye una señal tarifaria válida, pues si bien es

cierto en este caso ningún área se ve premiada por su eficiencia, tampoco ninguna de ellas es multada y por ende la señal es clara desde el punto de vista que conviene ser “eficiente”.

Caso 2: Todas las áreas de producción ineficientes

En este caso, el monto total constituido por la suma de las multas aplicadas a las áreas ineficientes, no se puede distribuir entre las áreas eficientes, ya que ningún área cayó dentro de esa categoría. De esta forma, se daría una señal incorrecta en caso de distribuir dicho monto a las áreas “menos ineficientes”, ya que aún cuando están fueron ineficientes en un determinado periodo de facturación, igual recibirían un incentivo. Por tanto, lo conveniente en este caso, es crear un fondo común al cual se destinen dichas multas y que forme parte parcial del monto a distribuir entre las áreas eficientes del mes más próximo en el cual, al menos un área sea catalogada como eficiente, en cuyo caso, dicho monto acumulado podría eventualmente seguir creciendo.

Metodología de distribución de multas e incentivos

Como se señaló anteriormente, el monto total de las multas debe ser igual al monto constituido por el menor pago por energía en que incurren las áreas eficientes. Sin embargo, hasta ahora no se ha hecho mención a la forma de distribución tanto de las multas como de los incentivos tanto dentro de cada uno de los procesos sujetos a indicadores de eficiencia energética, como de los clientes al interior ellas.

En este sentido, una dificultad adicional radica en el hecho de que los índices de intensidad energética son no comparables entre sí, debido a las distintas unidades físicas del nivel de producción (toneladas de cátodos, toneladas de concentrado de cobre, m³ irrigados, etc.). Luego, se requiere de una unidad común homogénea, que permita comparar en forma fehaciente los porcentajes de eficiencia o ineficiencia de cada proceso en cuestión.

A este respecto se plantea un tratamiento diferenciado entre los procesos eficientes de aquellos ineficientes, en lo que concierne a la obtención de la unidad común homogénea que se pretende obtener como criterio de comparación para la distribución de los incentivos o multas según corresponda.

Si se consideran dos procesos W y Z, con unidades físicas de producción [ttw] y [ttz] respectivamente, tales que para un determinado mes de facturación éstos han sido catalogados como ineficientes, entonces es posible calcular porcentajes de ineficiencia, esto es, porcentajes por sobre la curva de tendencia que dan cuenta de cuán ineficientes fueron dichos procesos en el periodo en cuestión, con respecto a su curva de tendencia.

No obstante dichos porcentajes de ineficiencia no se pueden comparar entre sí, debido a que son porcentajes desprendidos de procesos de distintas características. Es decir, claramente no tiene el mismo significado que el proceso W sea ineficiente en $w[\%]$, que el proceso Z lo sea en $z[\%]$, si es que el proceso W tiene más potencia instalada que el proceso Z. Esto es, dado que el proceso W es de mayor potencia instalada, la multa que debiera recibir a causa de su ineficiencia, no debe pesar lo mismo que la multa en la que incurre el proceso Z, pues obviamente se debe penalizar más a aquellos procesos que teniendo menor potencia instalada son ineficientes, que a aquellos procesos que con grandes potencias instaladas caen dentro de esta misma categoría.

Así pues, considerando que es más fácil ser ineficiente cuando se dispone de gran potencia instalada (el control sobre los consumos es complejo) y que es más difícil ser ineficiente cuando se dispone de poca potencia instalada (el control sobre los consumos es más sencillo); se espera que se obtengan mayores porcentajes de ineficiencia en el primer escenario que en el segundo, y por tanto se postula el siguiente criterio para llegar a una unidad homogénea de comparación:

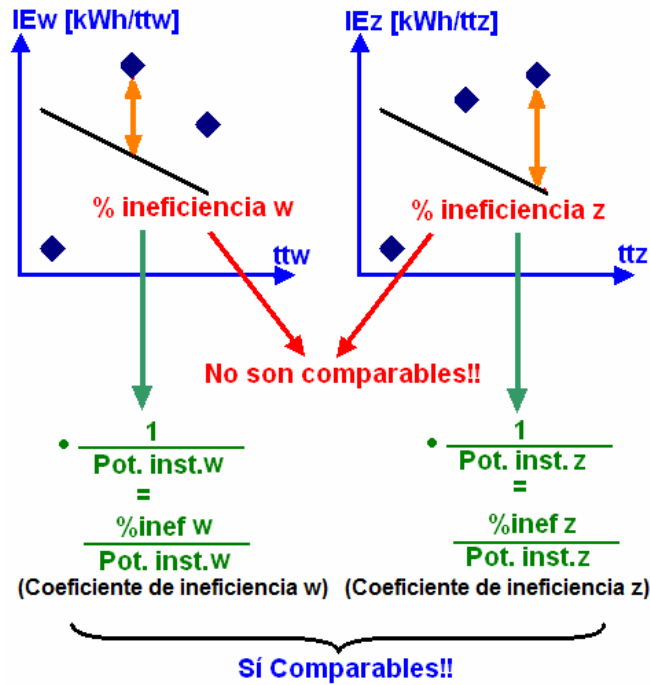


Figura 6. 10: Esquema de obtención de unidad homogénea de comparación para procesos Ineficientes

Es decir, al dividir los porcentajes de ineficiencia por la potencia instalada, tiene mayor peso aquel proceso con menor potencia instalada que aquel con mayor potencia instalada, debido a la mención anterior con respecto a la dificultad de quedar dentro de esta categoría en cada caso.

En adelante, se denominará “coeficiente de ineficiencia” al cociente entre el porcentaje de ineficiencia individual y la potencia instalada del proceso respectivo. Luego, una vez que se obtienen los coeficientes de ineficiencia, correspondientes a la unidad homogénea de comparación deseada, es posible asignar las multas respectivas.

El proceso de distribución de multas finaliza con el cálculo de un nuevo porcentaje, denominado “porcentaje de ineficiencia conjunto”, que da cuenta de la proporción que el coeficiente de Ineficiencia, de un proceso en cuestión, tiene sobre el total de los coeficientes de ineficiencia. El porcentaje de ineficiencia conjunto, relativo a cada proceso ineficiente, aplica sobre la energía total en exceso consumida por todos los procesos ineficientes, en un determinado mes de facturación. Por lo tanto, un proceso ineficiente paga toda la energía consumida durante el mes en cuestión, y una parte de la energía total en exceso, determinada a partir del porcentaje de ineficiencia conjunto relativo al proceso en estudio.

$$\% _ Inef _ Conjunto_w = \frac{\frac{\% Ineficiencia_w}{Pinstalada_w}}{\frac{\% Ineficiencia_w}{Pinstalada_w} + \frac{\% Ineficiencia_z}{Pinstalada_z}} = \frac{Coef _ Ineficiencia_w}{Coef _ Ineficiencia_w + Coef _ Ineficiencia_z}$$

$$\% _ Inef _ Conjunto_z = \frac{\frac{\% Ineficiencia_z}{Pinstalada_z}}{\frac{\% Ineficiencia_w}{Pinstalada_w} + \frac{\% Ineficiencia_z}{Pinstalada_z}} = \frac{Coef _ Ineficiencia_z}{Coef _ Ineficiencia_w + Coef _ Ineficiencia_z}$$

Con ello,

$$Multa_w = \% _ Inef _ Conjunto_w \cdot \sum Energía _ Exceso$$

$$Multa_z = \% _ Inef _ Conjunto_z \cdot \sum Energía _ Exceso$$

Es claro que si un proceso tiene mayor potencia instalada, se espera que su consumo de energía sea mayor que el de un proceso con menor potencia instalada y, por tanto, se hace necesaria la implementación de un criterio que, si bien penaliza a ambos procesos, debe tomar en cuenta la asignación de una multa que actúe sobre la energía en exceso, pero a través de una distribución que responda en forma fidedigna a cuán ineficiente es cada área en comparación al resto y qué porcentaje cada una de ellas debe pagar de la energía en exceso consumida en producir las mismas unidades de producción, según la curva de tendencia.

El tratamiento a los procesos eficientes es casi análogo y es como se señala a continuación:

Sin pérdida de generalidad, sean 2 procesos, X e Y catalogados como eficientes en un determinado mes de facturación. El proceso X y el proceso Y tiene unidades físicas de producción [ttx] y [tty] respectivamente. Del historial de índices de intensidad energética de los que se dispone, se construyen las curvas de tendencia de cada uno de ellos, esto es, el indicador de eficiencia de cada proceso, en función de la unidad de producción del mismo.

De esta forma, se calculan porcentajes de eficiencia individuales, que dan cuenta de cuán eficientes fueron estos procesos en comparación a lo esperado según la curva de tendencia. Dichos porcentajes de eficiencia no son comparables, pues se desprenden de unidades físicas de producción distintas (procesos de características distintas).

Si se considera que el proceso X tiene mayor potencia instalada que el proceso Y, entonces el porcentaje de eficiencia asociado a X debe tener mayor valor que el asociado al proceso Y. En otras palabras, ante un mismo porcentaje de eficiencia individual de estos procesos, el incentivo al proceso X debe ser mayor que el otorgado al proceso Y. Y es que, dado que el proceso X tiene mayor potencia instalada, sus consumos de energía son mayores y la dificultad de controlar sus consumos de una manera eficiente es mayor a la del proceso Y.

Luego, para obtener la unidad homogénea de comparación, se multiplica cada porcentaje de eficiencia por la potencia instalada de cada proceso en cuestión, tal y como se indica en el siguiente diagrama:

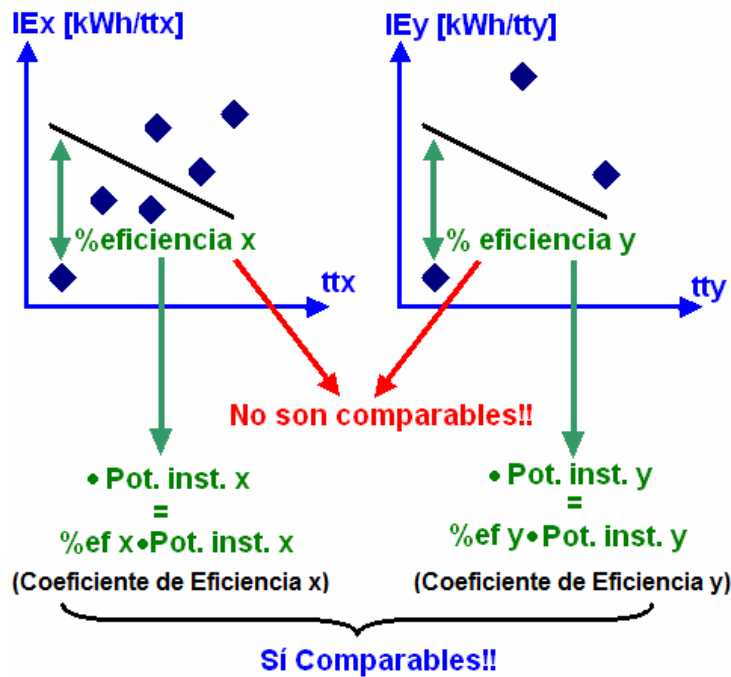


Figura 6. 11: Esquema de obtención de unidad homogénea de comparación para procesos Eficientes

El proceso de distribución de incentivos finaliza con el cálculo de un nuevo porcentaje denominado “porcentaje de eficiencia conjunto”, que da cuenta de la proporción que el coeficiente de eficiencia, del proceso X o Y, tiene sobre el total de los coeficientes de eficiencia. Tal y como se señaló anteriormente, el porcentaje de eficiencia conjunto, relativo a cada proceso eficiente, aplica sobre el monto acumulado de multas aplicadas a los procesos ineficientes. Por lo tanto, cada proceso eficiente, paga una cantidad menor por energía, que sumado, es lo que pagan extra los procesos ineficientes.

$$\begin{aligned}
 \% _Ef _Conjunto_x &= \frac{\% Eficiencia_x \cdot Pinstalada_x}{\% Eficiencia_x \cdot Pinstalada_x + \% Eficiencia_y \cdot Pinstalada_y} \\
 &= \frac{Coef _Eficiencia_x}{Coef _Eficiencia_x + Coef _Eficiencia_y} \\
 \% _Ef _Conjunto_y &= \frac{\% Eficiencia_y \cdot Pinstalada_y}{\% Eficiencia_x \cdot Pinstalada_x + \% Eficiencia_y \cdot Pinstalada_y} \\
 &= \frac{Coef _Eficiencia_y}{Coef _Eficiencia_x + Coef _Eficiencia_y}
 \end{aligned}$$

Con ello,

$$\begin{aligned}
 Incentivo_x &= \% _Ef _Conjunto_x \cdot \sum Multas \\
 Incentivo_y &= \% _Ef _Conjunto_y \cdot \sum Multas
 \end{aligned}$$

Una vez que se conocen las magnitudes de las multas y de los incentivos a distribuir entre los procesos catalogados como ineficientes y eficientes, respectivamente, se debe proceder a distribuirlos entre los clientes mineros pertenecientes a cada uno de estos procesos. Dicha distribución, se realiza en función del pago de la energía del cliente- que se desprende del modelo

de tarificación antes de la aplicación de los indicadores de eficiencia-. La razón, es que dichos pagos involucran las lecturas de energía y los factores de pérdidas correspondientes, razón por la que son un buen criterio de distribución.

Con todo lo anterior, si se denomina como $\text{Pago_Energía}_{s/IE}$ al pago por energía realizado antes de la influencia de los indicadores de eficiencia energética y, $\text{Pago_Energía}_{c/IE}$ al pago por energía que toma en cuenta dichos indicadores, se tendrá lo siguiente:

$$\text{Pago_Energía}_{c/IE}^{i,W} = \text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,W} + \frac{\text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,W}}{\text{Pago_Energía}_{s/IE}^W} \cdot \text{Multa}_W$$

$$\text{Pago_Energía}_{c/IE}^{i,Z} = \text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,Z} + \frac{\text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,Z}}{\text{Pago_Energía}_{s/IE}^Z} \cdot \text{Multa}_Z$$

$$\text{Pago_Energía}_{c/IE}^{i,X} = \text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,X} - \frac{\text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,X}}{\text{Pago_Energía}_{s/IE}^X} \cdot \text{Incentivo}_X$$

$$\text{Pago_Energía}_{c/IE}^{i,Y} = \text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,Y} - \frac{\text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,Y}}{\text{Pago_Energía}_{s/IE}^Y} \cdot \text{Incentivo}_Y$$

Donde,

i	Subíndice que denota el cliente “i” dentro de un determinado proceso
$\text{Pago_Energía}_{c/IE}^{i,W}$	Pago por energía asociado al cliente i del proceso W, con la influencia de los indicadores de eficiencia energética
$\text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,W}$	Pago por energía asociado al cliente i del proceso W, antes de la influencia de los indicadores de eficiencia energética
$\text{Pago_Energía}_{s/IE}^W$	Pago por energía total asociado al proceso W, antes de la influencia de los indicadores de eficiencia energética
Multa_W	Multa total a distribuir entre los clientes del proceso W
$\text{Pago_Energía}_{c/IE}^{i,Z}$	Pago por energía asociado al cliente i del proceso Z, con la influencia de los indicadores de eficiencia energética
$\text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,Z}$	Pago por energía asociado al cliente i del proceso Z, antes de la influencia de los indicadores de eficiencia energética
$\text{Pago_Energía}_{s/IE}^Z$	Pago por energía total asociado al proceso Z, antes de la influencia de los indicadores de eficiencia energética
Multa_Z	Multa total a distribuir entre los clientes del proceso Z
$\text{Pago_Energía}_{c/IE}^{i,X}$	Pago por energía asociado al cliente i del proceso X, con la influencia de los indicadores de eficiencia energética
$\text{Pago_Energía}_{s/IE}^{i,X}$	Pago por energía asociado al cliente i del proceso X, antes de la influencia de los indicadores de eficiencia energética
$\text{Pago_Energía}_{s/IE}^X$	Pago por energía total asociado al proceso X, antes de la influencia de los indicadores de eficiencia energética
Incentivo_X	Incentivo total a distribuir entre los clientes del proceso X
$\text{Pago_Energía}_{c/IE}^{i,Y}$	Pago por energía asociado al cliente i del proceso Y, con la influencia de los indicadores de eficiencia energética

$Pago_Energía_{s/IE}^{i,Y}$	Pago por energía asociado al cliente i del proceso Y, antes de la influencia de los indicadores de eficiencia energética
$Pago_Energía_{s/IE}^Y$	Pago por energía total asociado al proceso Y, antes de la influencia de los indicadores de eficiencia energética
Incentivo _Y	Incentivo total a distribuir entre los clientes del proceso Y

Grado de libertad

Algunos procesos vinculados a la operación, que están sujetos a la influencia de los índices de eficiencia energética, pueden apelar a que en algunos casos dichos índices pueden escapar a las consignas de operación. Tal es el caso, del proceso de chancado, en donde los consumos de potencia de los molinos, están condicionados a la dureza del mineral, razón por la que el consumo de la energía no es una variable controlada que dependa netamente de estrategias de operación.

Es por esta razón, que a criterio de la operación, es posible dejar fuera de rango aquellos índices que difieren en gran medida del historial con que se cuenta, para obtener las curvas de tendencia. Y es que, si se incorporan aquellos datos fuera de rango, obviamente dicho proceso estaría sujeto a una multa severa y, al mismo tiempo, se distorsionaría la veracidad de la curva de tendencia que es utilizada como parámetro para discernir entre un proceso eficiente de uno ineficiente.

6.5 Fórmulas de Indexación

Los contratos pactados entre las empresas generadoras proveedoras de electricidad y las Faenas Mineras, dan cuenta de las fórmulas de indexación a que se atienen los precios por compra de energía Activa, Reactiva y Potencia. Además, en caso de corresponder, se establecen las fórmulas de indexación del costo de las instalaciones, de propiedad de la empresa generadora, dispuestas para entregar servicio a la Faena Minera en cuestión.

De esta manera, el modelo de tarificación que se propone no contiene fórmulas de indexación que modifiquen los precios de las componentes anteriormente expuestas, sino que por el contrario, en función de dichas modificaciones en los precios, es que este modelo adecúa los distintos precios en los niveles de tensión para validar las ecuaciones de balance con que se cuenta.

No obstante, existen otras componentes que incorpora el modelo, que sí están sujetas a actualización mediante fórmulas de indexación, tales como los precios de las instalaciones de las redes de distribución internas, costos de operación y mantenimiento asociados y Costos de Consumidores.

Costos de Distribución y COyM

Siguiendo lo dispuesto en el artículo 51 F del DFL N°1/82, los listados de VNR y COyM, asociados a las instalaciones de transmisión, deben actualizarse con una periodicidad máxima de cinco años. Mientras que en el intertanto, deben contemplarse fórmulas que permitan reajustar sus valores en función de índices representativos de los costos de transmisión.

De esta manera, las instalaciones al interior de la Faena Minera se considerarán sujetas a la misma condición normativa. Con ello, la metodología de indexación de los valores de VNR se hará semestralmente según la variación que experimente el indicador CPI (Consumer Price Index) de Estados Unidos. Asimismo, y debido a la naturaleza de los costos de operación y mantenimiento (COyM) de la actividad de distribución, se utilizará para su indexación el indicador IPC (Índices de Precios al Consumidor) de Chile.

En conformidad a lo señalado en el párrafo anterior, las fórmulas de indexación a aplicar semestralmente, se indican a continuación.

Fórmula de indexación para VNR de los equipos e instalaciones de una subestación, para transformadores, reactores y líneas de transmisión.

$$I_{VNR} = \frac{CPI_t}{CPI_0}$$

Fórmula de indexación para costos de operación y mantenimiento

$$I_{COyM} = \left(\frac{IPC_t}{IPC_0} \right) \cdot \frac{TC_0}{TC_t}$$

Donde,

CPI_t “Índice que representa el nivel de precios al consumidor en Estados Unidos de América, representado por el Consumer Price Index”, que figura en el informe económico y financiero publicado por el Banco Central de Chile, correspondiendo al Consumer Price Index for all Urban Consumers-all Items.

IPC_t “Índice de Precios al Consumidor” en Chile, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), o aquel que lo reemplace.

TC_t El valor de TC_t se calcula como el promedio de las tasas de cambio mensuales del período de seis meses previo al mes “t”. Para efectos de la tasa de cambio mensual, se utiliza la tasa promedio del mes, que corresponda a la “tasa de cambio del dólar observado”, que publica el Banco Central de Chile, o aquel que lo reemplace.

El subíndice “t” para el caso del índice del IPC, corresponde al del mes inmediatamente anterior al que se desea calcular, en tanto que para el índice CPI, corresponde al de siete meses antes al del mes que se desea calcular. De igual modo, los subíndices t=0 se refieren, empleando los mismos criterios recién descritos, al mes base de cálculo.

Cargos por consumidor

La actualización de los cargos por consumidor, se realizará semestralmente y su fórmula de indexación correspondiente es como sigue:

$$CC = CC_0 \cdot \left(\frac{IPC}{IPC_0} - n \cdot X_{CC} \right)$$

Donde,

CC	Cargo por consumidor
CC₀	Cargo por consumidor base
IPC	Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tiene efecto.
IPC₀	Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de distribución
X_{CC}	Índice de disminución mensual de los costos de consumidor
n	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

7. Resultados

7.1 Supuestos y elección horizonte de estudio

En este capítulo se expondrán los resultados debidos a la implementación del modelo de tarificación propuesto en los capítulos precedentes. Los datos que para este propósito, se utilizaron, fueron extraídos de información relativa a la Faena Minera patrocinante del presente trabajo de titulación.

A fin de analizar el impacto de la implementación del modelo en cuestión, es que se considerará un horizonte de estudio de un año calendario, esto es, de octubre de 2006 a septiembre de 2007.

Dada la sensibilidad de la información de contrato con la empresa generadora, se respetará la confidencialidad de ésta en lo que respecta a precios de compra de energía, potencia y fórmulas de indexación de éstos. Con ello, en reemplazo de éstos se usarán los precios de nudo, ajustados a la banda de precios de mercado, indicados en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Octubre de 2006 y Abril de 2007, del sistema Interconectado Central (SIC), relativos a la barra de suministro a la Faena Minera.

En lo que respecta a las unidades de generación propia destinadas a recortar punta durante el periodo de punta, se considerará que los grupos electrógenos, que inyectan en el nivel de 15 [kV], tienen un consumo específico de 129,87 [lt/MWh], mientras que los grupos electrógenos del nivel de 66 [kV] presentan un rendimiento de 155,84 [lt/MWh]. Dichos grupos electrógenos, generan 3,5[hr/día] en el periodo de punta y para la simulación se considerará que operarán 2 unidades de generación a 1[MW], en el nivel de 15 [kV]; mientras que para 66 [kV], se considerará operando 4 unidades a 0,8 [MW].

Por otro lado, se supondrá que el precio del petróleo se mantiene constante en el periodo en estudio y su valor es de 0,8971 [USD/lt].

El modelo de tarificación propuesto toma como datos precios de compra de energía y potencia, así como costos de distribución, asociados a instalaciones tanto dispuestas por la empresa generadora para el cumplimiento del suministro, como aquellas dispuestas al interior de la Faena Minera. Además, el modelo abarca parámetros como índices de intensidad energética mensuales y costos asignados a la actividad de generación, todos los cuales se pretenden recuperar en conformidad con el modelo en cuestión.

Si bien el modelo es bastante completo puesto que da cuenta de todos aquellos costos involucrados en la actividad de distribución, esto es, costos de compra de potencia, de energía activa y reactiva, costos de distribución de instalaciones de transmisión adicional; costos de instalaciones al interior de las faenas y costos de consumidores; será decisión de la Faena Minera que pretende implementar el modelo qué componentes ésta desea recuperar y cuáles simplemente se ignorarán debido a que forman parte de otro centro de costos o bien dichos costos son distribuidos en conformidad con una política interna.

De esta manera, los resultados que aquí se exhibirán constituyen las componentes que la Faena Minera patrocinante decidió incorporar para poner en marcha dentro de su política de suministro

Eléctrico. Con ello, se considerarán la recuperación de los costos de compra de energía activa y reactiva, costos de compra de potencia y, costos de distribución asociados tanto a las instalaciones de transmisión adicional como a las instalaciones al interior de la Faena.

7.2 Precios de energía y potencia en punto de interconexión y entradas a las redes de distribución resultantes del modelo

El modelo de tarificación plantea que en base a los datos de compra, dispuestos en conformidad al contrato pactado entre faena minera y empresa generadora, se desprenden distintos precios de compra de energía y potencia desde el punto de interconexión con la empresa generadora hasta el interior de las redes de distribución internas.

7.2.1 Contraste con precio de venta de energía

De esta forma, los precios de compra de potencia y energía del modelo, no son iguales a los precios pactados de común acuerdo según contrato, sino que por el contrario, éstos se desprenden de las ecuaciones de balance expuestas precedentemente. Es así como en la figura 7.1, se puede apreciar la diferencia que existe entre los precios de venta de energía en la barra de retiro con la empresa generadora y el Precio de Nudo de Energía (PNE), relativo al mismo punto, conforme al modelo.

De esta forma, es fácil distinguir que el PNE tiene una marcada diferencia respecto del precio de compra de energía con la empresa generadora. No obstante, dicha diferencia disminuye en los meses correspondientes al periodo de punta (mayo- septiembre) debido a que el modelo contempla el pago de la energía autogenerada al interior de la faena entre todos los clientes ya que todos se ven beneficiados por el menor pago por potencia que esta generación representa, independiente del destino de dicha inyección.

Cabe destacar la posibilidad que el PNE sobrepase al valor de compra de la energía. Ello puede deberse tanto al mayor pago por energía Activa debida a la generación propia inyectada en el periodo de punta, como a un mal registro de medición de energía en un determinado mes de facturación. El segundo caso puede reflejarse en la figura 7.2, donde dada la mala lectura registrada en el mes de julio, el gran déficit de energía no medida debe ser solventado por un mayor precio de la energía para todos los clientes mineros, de manera de mantener el balance de compra de energía. Y es que en dicho mes la energía no registrada alcanza el 9%, lo cual tiene implicancia directa en el alza del PNE.

Por su parte el primer caso puede dar pie a un análisis con respecto a la sensibilidad de los distintos clientes mineros con respecto a la generación suministrada al interior de la faena minera, por parte de los grupos electrógenos, con el propósito de recortar la punta del sistema para así incurrir en un menor pago por potencia. Así por ejemplo, del gráfico es directo que la inyección debida a estos grupos, tiene una implicancia directa en el mayor PNE, sin embargo, en la medida que las lecturas manuales de energía de cada uno de los clientes mineros se ajusten a la realidad, el escenario actual de autogeneración no se traduce en un precio mayor al precio de venta de energía en el punto de interconexión con la empresa generadora.

La sensibilidad de los clientes respecto de la generación propia debe ser desprendida del análisis de los precios de energía resultantes del modelo, desde el punto de interconexión con la empresa

generadora- pues se ha supuesto que allí ocurre la inyección- hasta el precio de energía aguas abajo, el cual es el precio final de energía al que se atienen los clientes y que considera los factores de pérdidas de energía relativas de llevar la energía desde un punto a otro.

Por su parte, un análisis acabado del efecto que la autogeneración tiene, debiera considerar la conveniencia económica de la estrategia implementada, a nivel del pago por demanda máxima, en contraste con un escenario sin unidades de autogeneración.

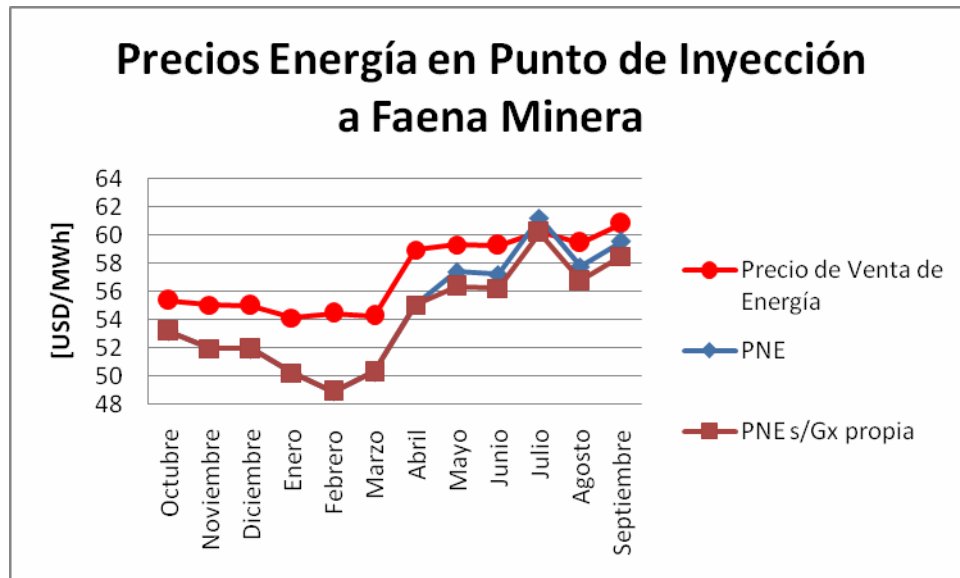


Figura 7. 1: Precios de Energía en punto de interconexión con Empresa Generadora

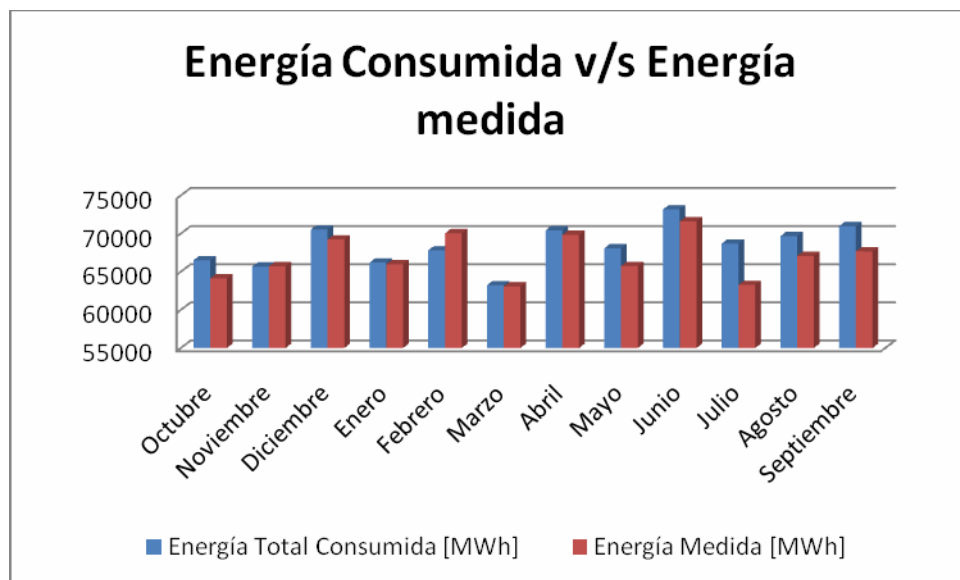


Figura 7. 2: Energía Consumida versus Energía medida en forma manual

A partir del PNE calculado en el punto de inyección de la empresa generadora hacia la Faena Minera y, a través de factores de expansión de pérdidas de energía, es posible obtener los precios de la energía al interior de la Faena Minera y en particular en los puntos de interconexión con las redes de distribución internas Las Tórtolas (PE_LT) y Los Bronces (PE_MAITENES) como se muestra en la figura 7.3.

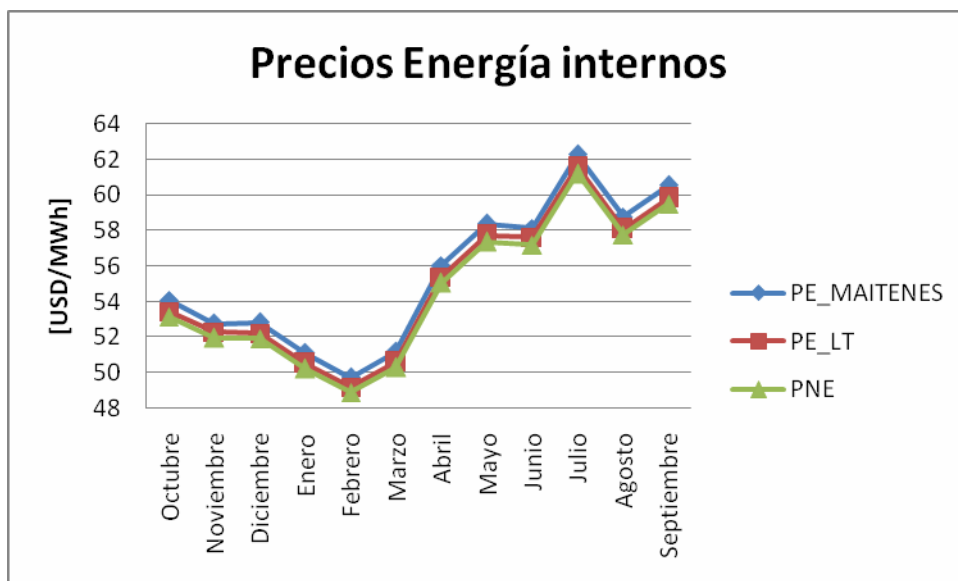


Figura 7.3: Precios de Energía en puntos de Interconexión con Redes de Distribución LT y LB

Dado que los factores de expansión de pérdidas son mayores que 1, los precios de la energía en los puntos de interconexión con las redes de distribución, son mayores que el PNE. Si bien es cierto que tanto PE_LT como PE_MAITENES son mayores que PNE, es este último el mayor, dado la mayor magnitud de las pérdidas de energía asociadas a transportar la energía desde el punto de inyección a este punto de interconexión. Y es que la red de distribución Los Bronces, se encuentra a 59,3 [km] del punto de suministro, mientras que la red de distribución Las Tórtolas se encuentra sólo a 17 [km].

7.2.2 Contraste con precio de compra de potencia

En lo que respecta al pago por potencia de punta del sistema, el modelo da cuenta de un Precio de Nudo de Potencia (PNP) relativo al punto de inyección con la empresa generadora, el cual, en forma similar a los precios de la energía, no es igual al precio de potencia de punta del sistema pactado de común acuerdo por contrato, sino que se desprende de ecuaciones de balance vinculadas al modelo de tarificación, a partir de este último dato.

El cargo por potencia que emplea la empresa generadora, aplica sobre la demanda máxima leída por ésta, durante el periodo de punta, y tiene implicancia en los meses fuera de dicho periodo en el sentido que el mayor promedio de las demandas máximas registradas durante el periodo de punta es la demanda máxima a facturar fuera de este periodo. De aquí que muchas faenas Mineras utilicen generación propia en las horas de punta, de manera de recortar la punta del sistema y con ello obtener una demanda máxima menor a ser facturada en los meses fuera de punta.

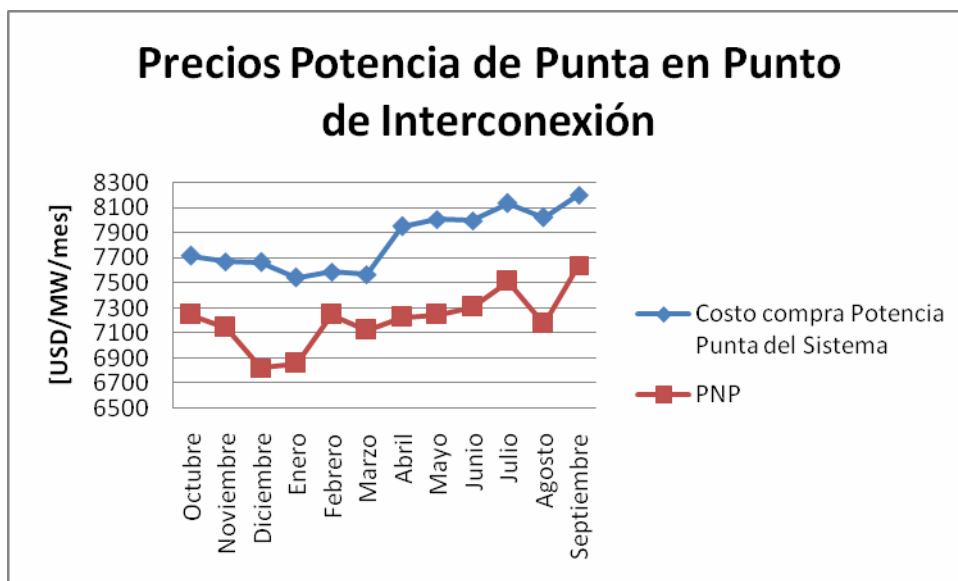


Figura 7. 4: Precios de Potencia de Punta en Punto de Interconexión

Según la figura 7.4, los resultados obtenidos mediante la metodología de tarificación propuesta, dan cuenta de PNP menores que el precio de compra de potencia aplicada por la empresa generadora. No obstante, mediante el empleo de los factores de expansión de pérdidas, se tendrán los precios al interior de la faena minera, cuya aplicación conjunta permite la recuperación total del costo asociado a este ítem.

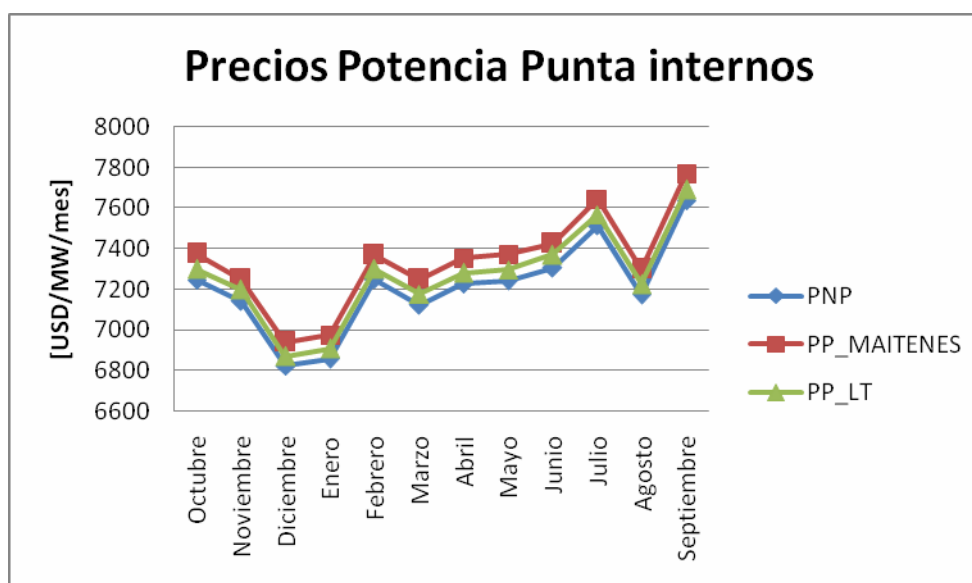


Figura 7. 5: Precios de potencia de Punta del Sistema en puntos de interconexión con Redes de Distribución LT y LB

En forma análoga al caso de los precios de la energía, la aplicación de factores de expansión de pérdidas, mayores que 1, trascienden en precios de potencia de punta del sistema mayores para los puntos de interconexión con las redes de distribución de Las Tórtolas y Los Bronces (Figura 7.5). Además, dada la mayor magnitud de las pérdidas de potencia debidas al transporte de energía desde el punto de suministro al punto de interconexión con red de distribución Los Bronces, es que el precio por potencia de punta en este punto es mayor.

7.3 Cargos resultantes de la aplicación de categorías tarifarias

El modelo de tarificación propuesto plantea la división de los clientes en dos categorías tarifarias en función de si están o no involucrados en el proceso de operación minero. La Categoría 1 (demandas fuera de la operación), involucra a aquellos clientes de labores administrativas a los que se le aplica un precio monómico por concepto de potencia y energía; mientras que a los clientes asociados a la Categoría 2 (demandas dentro del proceso de operación) están sujetos a cargos independientes por potencia y energía.

7.3.1 Análisis de cargos asociados a categoría 1

El cargo variable, o precio monómico que aplica sobre los clientes de la Categoría 1 tiene unidades de [USD/MWh], es decir, mediante las lecturas de energía registradas se recupera la incidencia de éstos en el costo de compra de energía y se extrapola el comportamiento para cubrir su costo vinculado a la potencia.

Como es de esperar, los clientes de la categoría 1 asociados al nivel de tensión de 15 [kV] están propensos al cobro de un costo variable mayor, debido a las mayores pérdidas de energía y potencia incurridas en el transporte y transformación debidas al suministro desde el punto de inyección, hacia el nivel de 66 [kV], y posteriormente hacia el nivel de 15 [kV].

Cabe notar la incidencia de los factores de pérdidas de energía y potencia involucrados en la obtención de este cargo, los que trascienden en el mayor precio de energía equivalente (precio monómico) con respecto al PNE obtenido en el punto de suministro con la empresa generadora (Figura 7.6).

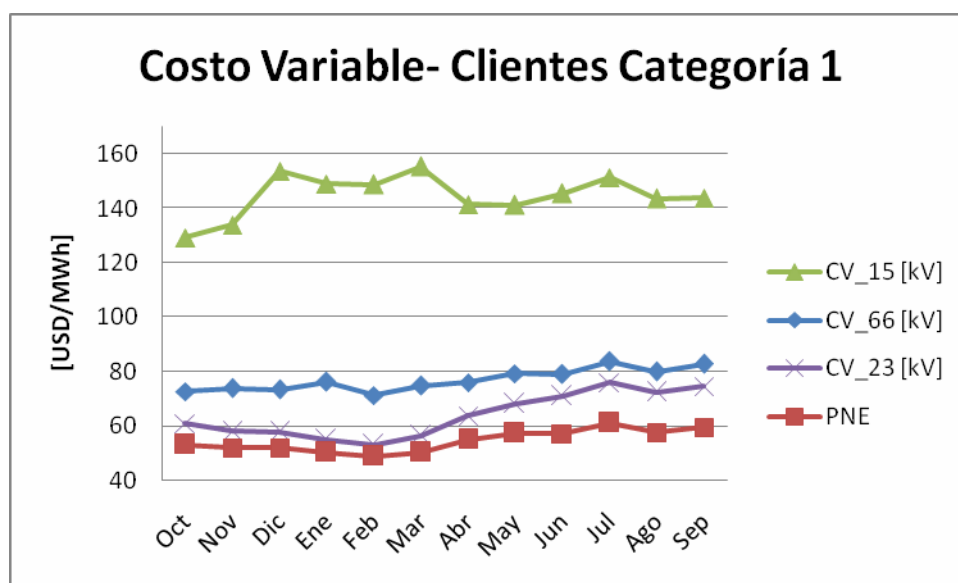


Figura 7. 6: Costos Variables asociados a Clientes Categoría 1

7.3.2 Análisis de cargos asociados a categoría 2

Los clientes asociados a la Categoría 2, presentan dos cargos diferenciados, esto es, un cargo por energía y un cargo por potencia demandada. El cargo por energía se desprende del PNE en el

punto de inyección del suministro, y puede apreciarse con facilidad que dada la mayor magnitud de las pérdidas en la red de distribución Los Bronces, es que se obtienen cargos por energía mayores. A su vez, es claro, que dado que el suministro eléctrico del nivel de tensión de 15 [kV], está sujeto al transporte y transformación de las instalaciones aguas arriba de éste (nivel de 66 [kV] y transmisión adicional), se tiene el mayor cargo por energía del sistema eléctrico de la faena minera (Figura 7.7).

Si bien es cierto, la Red de distribución Las Tórtolas está más cerca del punto de inyección de la empresa generadora, el nivel de 23 [kV] presenta un Factor de pérdidas de potencia y energía mayor en comparación al obtenido para los niveles de 66 y 15 [kV]. Lo anterior, no contradice el hecho de que en esta red de distribución se presenten las menores magnitudes de pérdidas de potencia, sino que por el contrario, su proporción en comparación con las magnitudes de entrada en este nivel de tensión es ligeramente mayor, comparado a la proporción obtenida en los otros niveles de tensión (Figura 7.8 y 7.9).

Lo anterior se traduce en que si bien el FPETA_LT es menor que el FPETA_MAITENES; se tiene que el FPE_23 [kV] es mayor que el FPE_66 [kV], lo que a la postre se traduce en una compensación de ambos factores que significa tener en los niveles de tensión de 66 [kV] y 23 [kV], costos de compra de energía comparables.

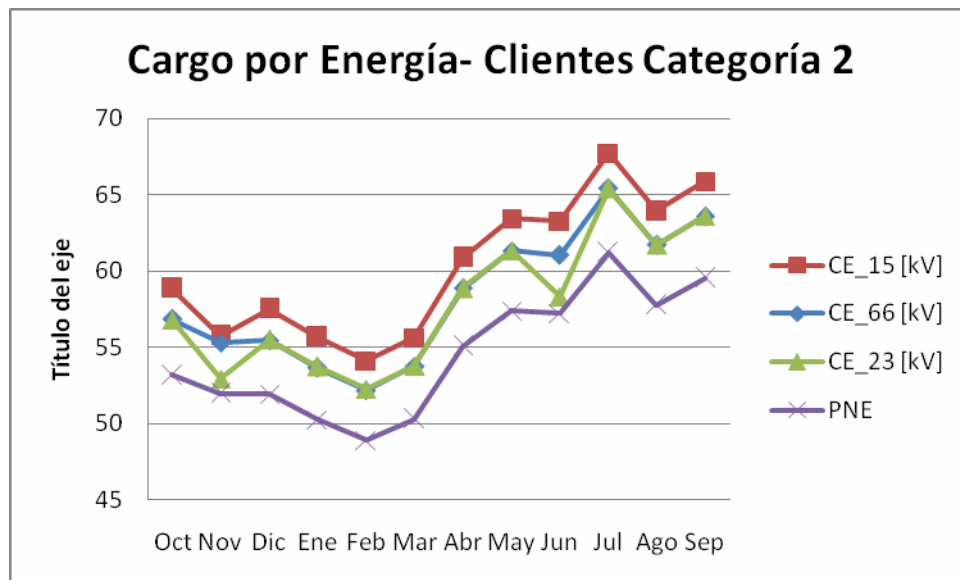


Figura 7. 7: Cargo por energía a Clientes Categoría 2

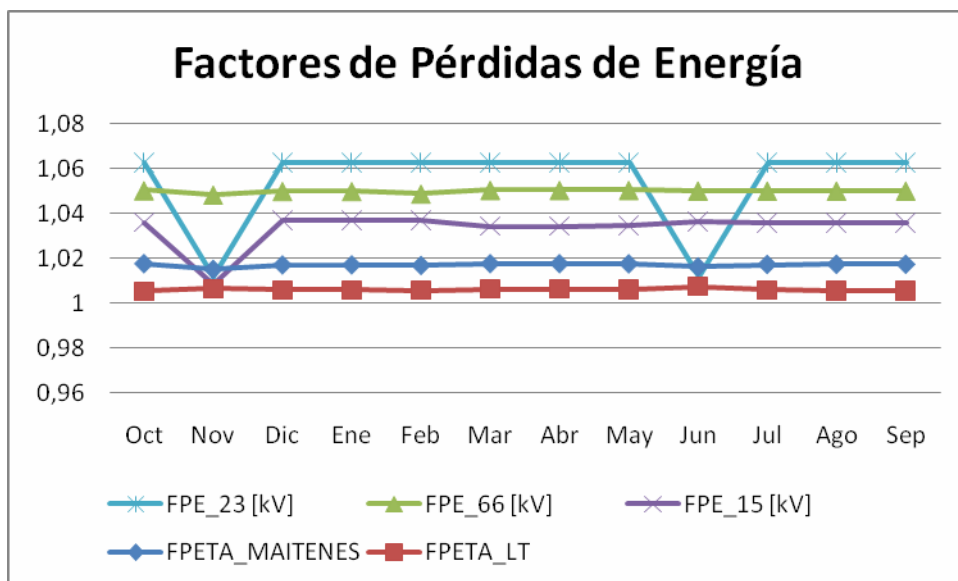


Figura 7. 8: Factores de Pérdidas de Energía

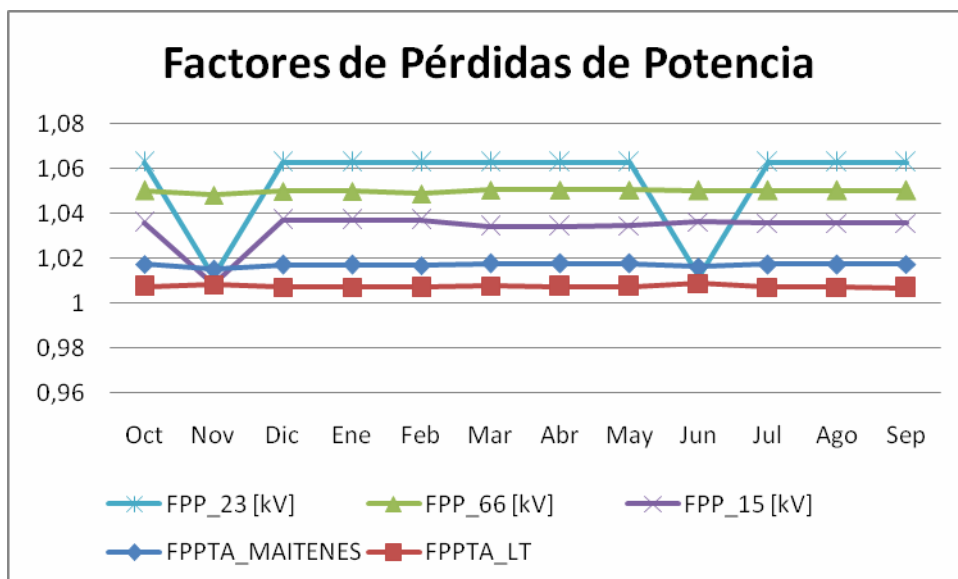


Figura 7. 9: Factores de Pérdidas de Potencia

Un análisis muy similar se extrae del cargo por potencia demandada aplicado a los clientes de la categoría 2. Y es que al referir el PNP aguas abajo del sistema eléctrico, mediante la aplicación de los factores de pérdidas de potencia; se obtienen cargos por potencia menores en la medida que se esté más cerca del punto de inyección, dada la menor magnitud de las pérdidas de potencia debidas al transporte y transformación (Figura 7.10).

Además se puede apreciar que el impacto que tiene el PNP sobre el cargo por potencia demandada en 23 [kV] es más directo que la influencia que éste tiene sobre los precios de punta en los niveles de tensión de 66 y 15 [kV]. Lo anterior es debido, a que el nivel de 23 [kV] es el único nivel de tensión presente en la red de distribución LT, mientras que la red de distribución LB cuenta con dos niveles de tensión. Con ello, ante mayores precios de compra- venta de potencia de punta en el punto de inyección de la empresa generadora, se tienen mayores precios de potencia de punta en los distintos niveles de tensión, sin embargo en red de distribución LB, dicho impacto es más gradual ya que en el coexisten dos niveles de tensión con distinta

coincidencia en el periodo de punta, mientras que en red de distribución LT, el mayor costo de potencia de punta debe ser asumida en forma única por los clientes presentes en el.

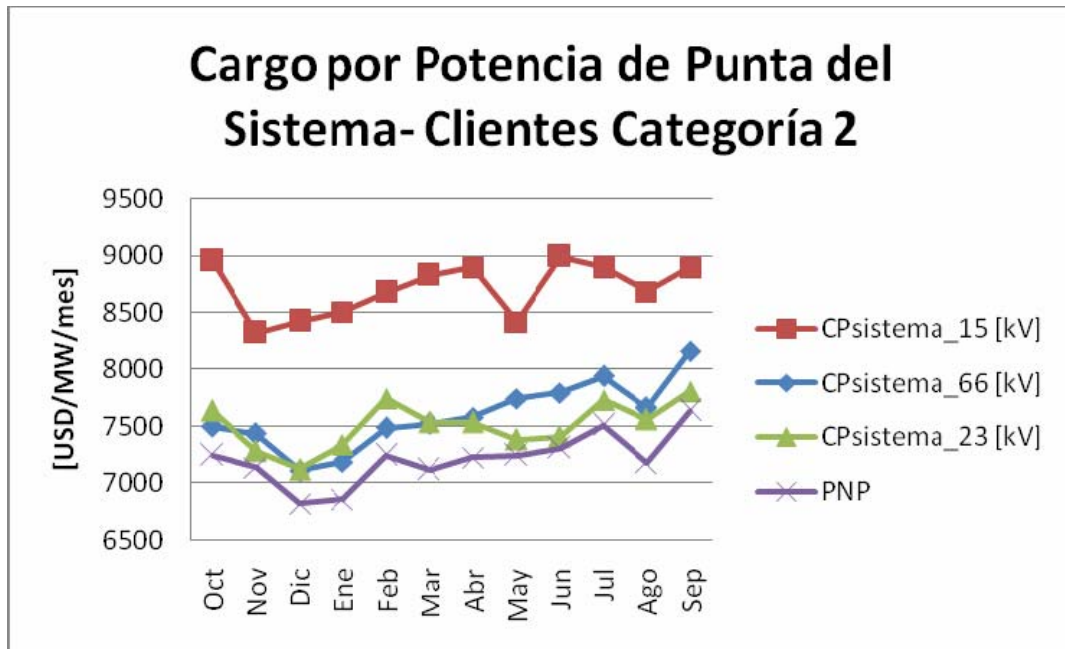


Figura 7. 10: Cargo por Potencia de Punta del Sistema a Clientes Categoría 2

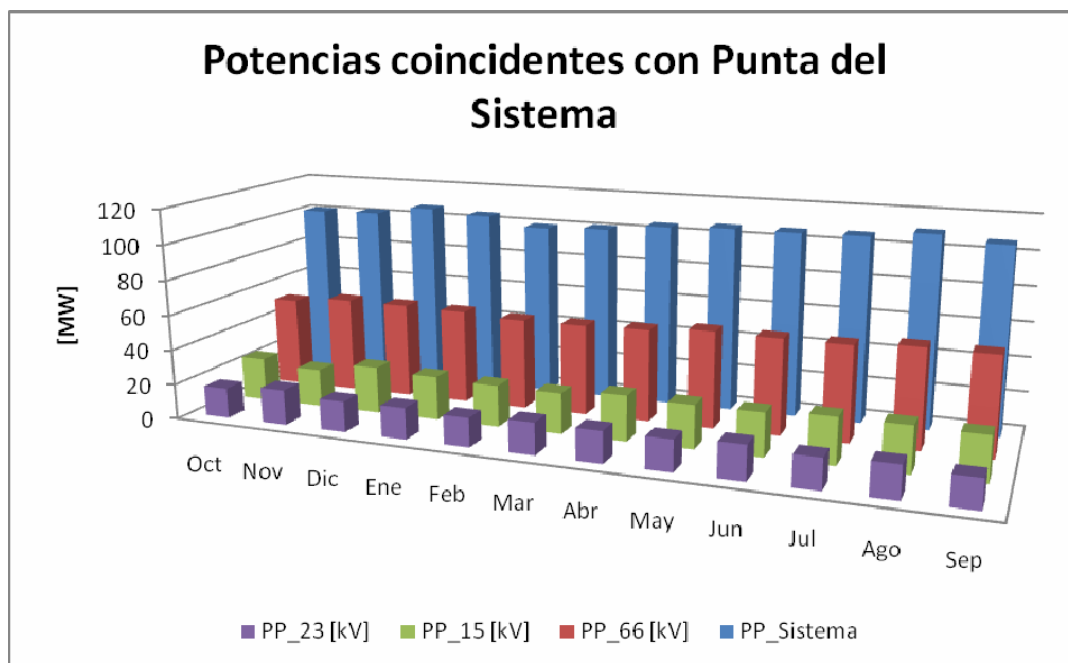


Figura 7. 11: Demandas coincidentes de los niveles de tensión respecto a punta del sistema

7.4 Indicadores de eficiencia energética

En lo que sigue, se expondrán los resultados debidos a la influencia de los indicadores de eficiencia energética, representados por índices de intensidad energética de los principales procesos involucrados en la operación de la Faena Minera. De esta forma, conforme a la

metodología descrita anteriormente, es posible evaluar la eficiencia de estos procesos en el horizonte de estudio, obteniendo los siguientes resultados:

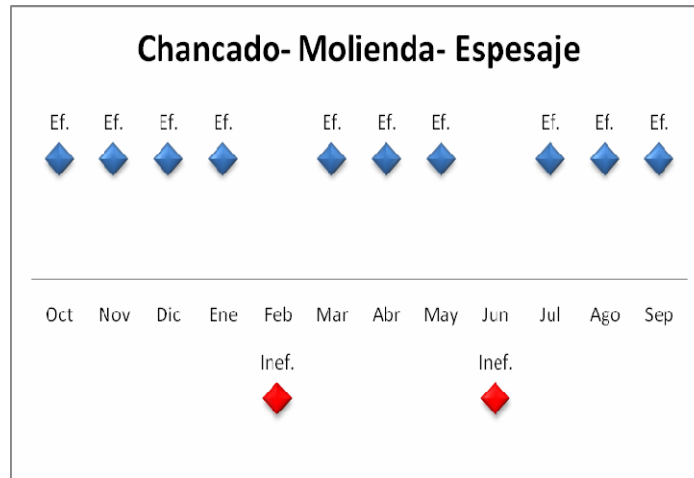


Figura 7. 12: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Chancado- Molienda- Espesaje en el horizonte de estudio

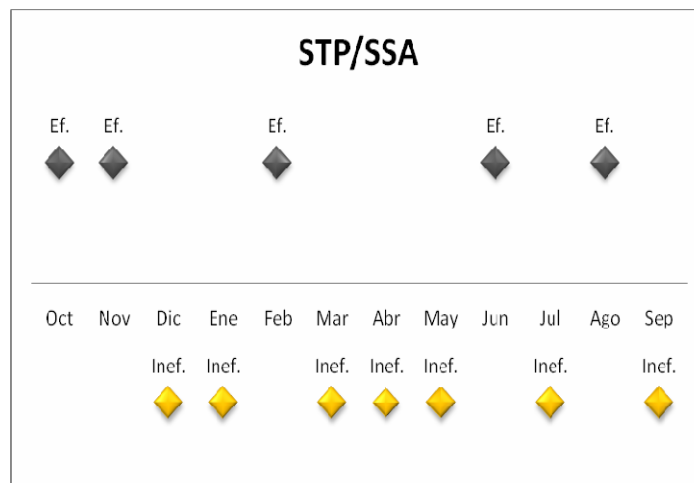


Figura 7. 13: Clasificación de eficiencia energética del Proceso STP/SSA en el horizonte de estudio

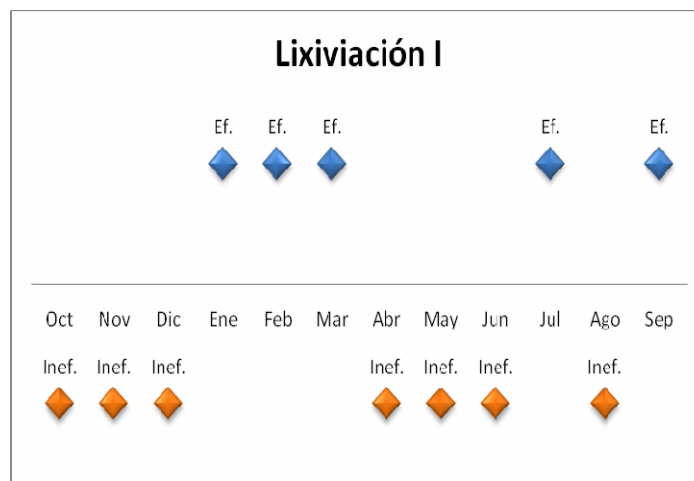


Figura 7. 14: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Lixiviación I en el horizonte de estudio

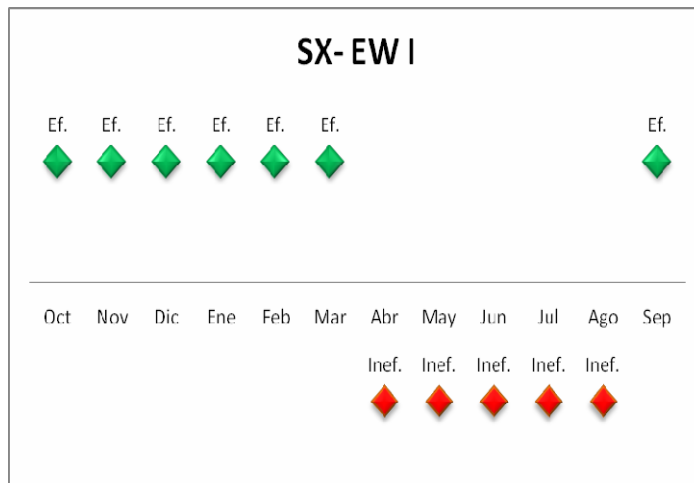


Figura 7. 15: Clasificación de eficiencia energética del Proceso SX- EW I en el horizonte de estudio

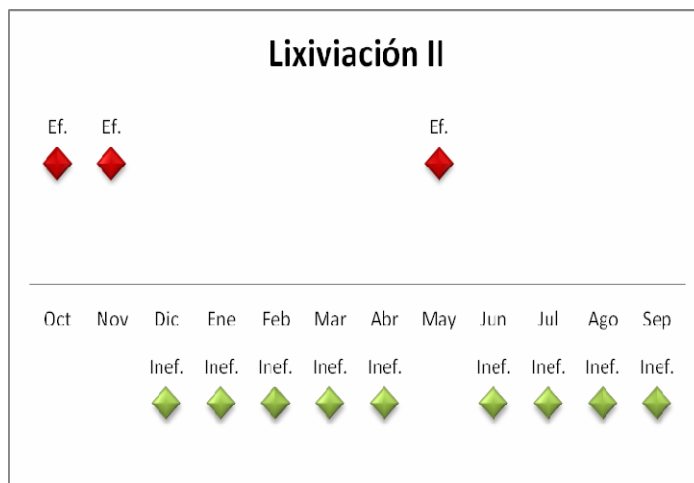


Figura 7. 16: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Lixiviación II en el horizonte de estudio

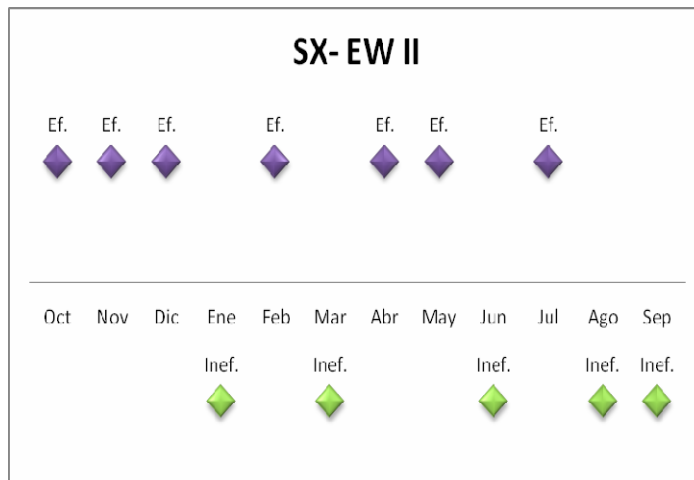


Figura 7. 17: Clasificación de eficiencia energética del Proceso SX- EW II en el horizonte de estudio

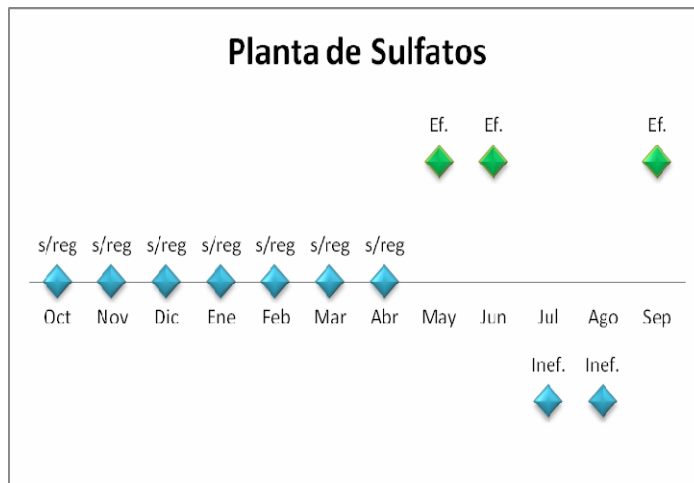


Figura 7. 18: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Planta de Sulfatos en el horizonte de estudio

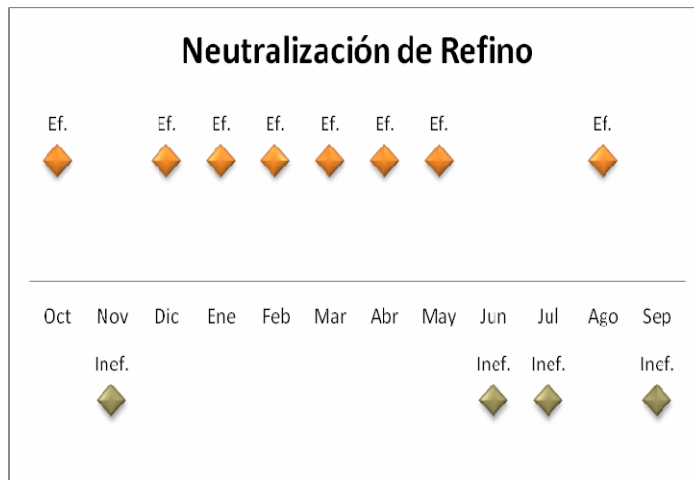


Figura 7. 19: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Neutralización de Refino en el horizonte de estudio

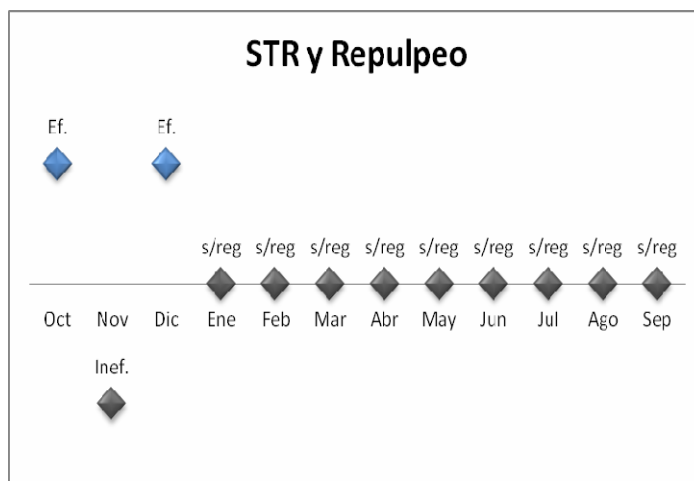


Figura 7. 20: Clasificación de eficiencia energética del Proceso STR y Repulpeo en el horizonte de estudio

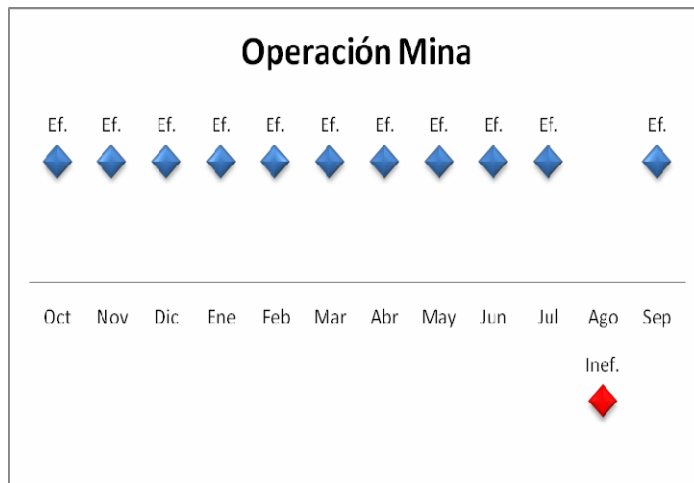


Figura 7. 21: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Operación Mina en el horizonte de estudio

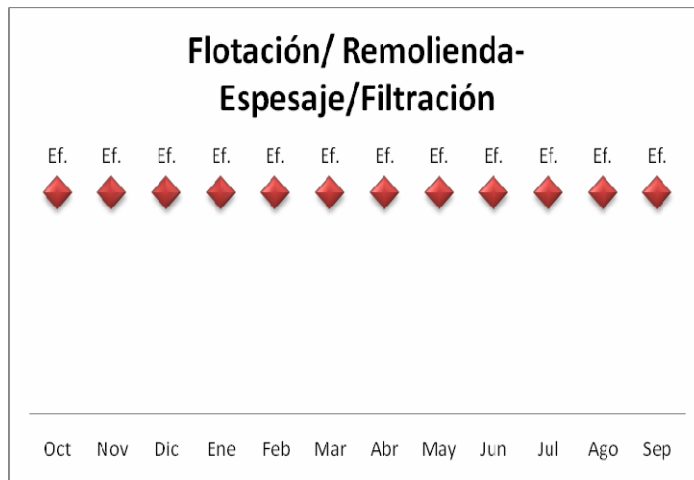


Figura 7. 22: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Flotación/ Remolienda- Espesaje/ Filtración en el horizonte de estudio

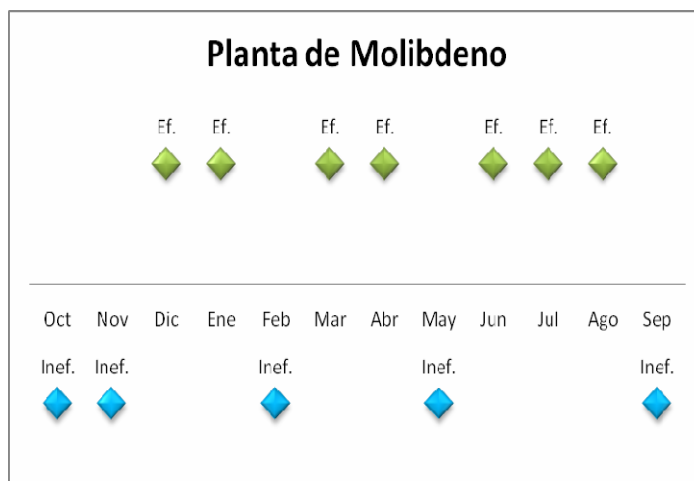


Figura 7. 23: Clasificación de eficiencia energética del Proceso Planta de Molibdeno en el horizonte de estudio

De lo anterior se desprende que los procesos más eficientes son Flotación/Remolienda-Espesaje/Filtración (IE11), Operación Mina (IE10) y Chancado/Molienda/Espesaje (IE1); mientras que los procesos más ineficientes son STR- Repulpeo (IE9), Planta de Sulfatos (IE7) y Lixiviación II (IE5). Por su parte, hay procesos que presentan gran variabilidad en sus consumos, como son STP/ SSA (IE2), Lixiviación I (IE3), SX- EW I (IE4), SX- EW II (IE6), planta de Molibdeno (IE12) y Neutralización de Refino (IE8), los cuales no mantienen índices de intensidad energética sustentables en el tiempo.

A este respecto conviene señalar que la gran potencia instalada de que dispone un determinado proceso, no es impedimento para tener una eficiencia sustentable. Tal es el caso de los procesos como Chancado/ Molienda/ Espesaje y operación Mina, los cuales si bien disponen de grandes potencias instaladas, la mayoría de las veces califican como procesos eficientes (Figura 7.24).

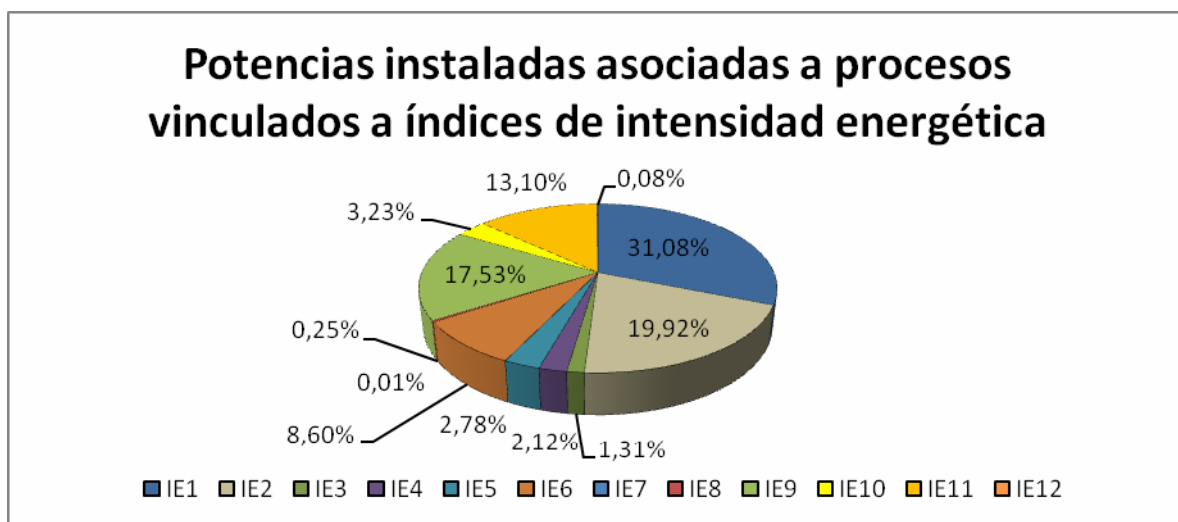


Figura 7. 24: Potencias instaladas de procesos vinculados a la operación.

Esto puede ser causa que dada la gran magnitud de los consumos que se manejan en estos procesos, es que se han debido adoptar estrategias que permitan un consumo de energía con más criterio. Con ello, es clara la señal que se plantea con respecto a que los procesos de menor potencia instalada puede entrar en la categoría de eficientes en la medida que también racionen su consumo conforme a consignas de operación bien diseñadas.

7.4.1 Influencia indicadores de eficiencia energética en modelo de tarificación

En lo que respecta al enlace del modelo de tarificación con los indicadores de eficiencia energética, representados por el índice de intensidad energética, se obtuvieron los siguientes resultados:

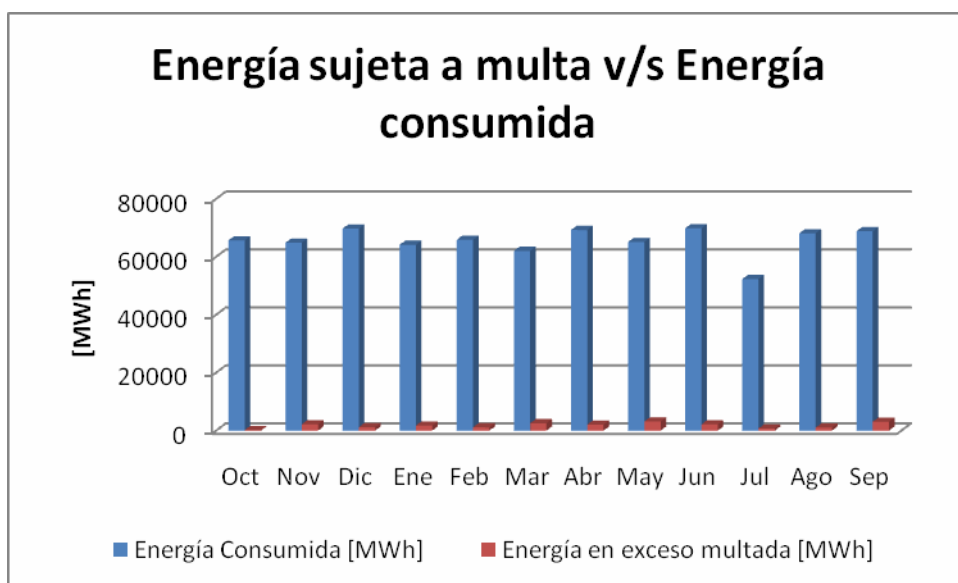


Figura 7. 25: Comparación entre la Energías total consumida y el monto de energía en exceso sujeto a multa

La propuesta para enlazar los índices de intensidad energética con el modelo de tarificación, da cuenta de un monto total construido a partir de las energías en exceso de los procesos ineficientes. Las consignas de operación bajo las cuales funcionan los procesos al interior de las faenas mineras no son arbitrarias, de manera que es de esperar que estas energías en exceso no sean comparables con la energía total consumida por los procesos involucrados en la operación.

Una vez conocido el monto de energía en exceso a ser distribuido como multa, entre aquellos procesos ineficientes, ésta se valoriza al precio promedio de la energía de cada proceso en cuestión. Se llama precio promedio de la energía, debido a que dentro de cada proceso existen distintos clientes, eventualmente asociados a distintos niveles de tensión, por lo que tiene sentido valorizar las energías en exceso al precio promedio de la energía que pagan dichos clientes.

De aquí que se obtengan resultados como los mostrados en las figuras 7.26 y 7.27, en donde el monto de la multa a pagar por parte de los procesos ineficientes, guarda estrecha relación con la energía en exceso de cada mes del horizonte de estudio. No obstante, es posible encontrar escenarios como el de los meses de Mayo y Septiembre, en donde si bien la energía en exceso es mayor en Mayo; el monto a pagar por concepto de multa es mayor en Septiembre, debido a que los clientes asociados a los procesos ineficientes de este último mes, están afectados a un precio menor por energía, debido a su ubicación en la red de distribución.

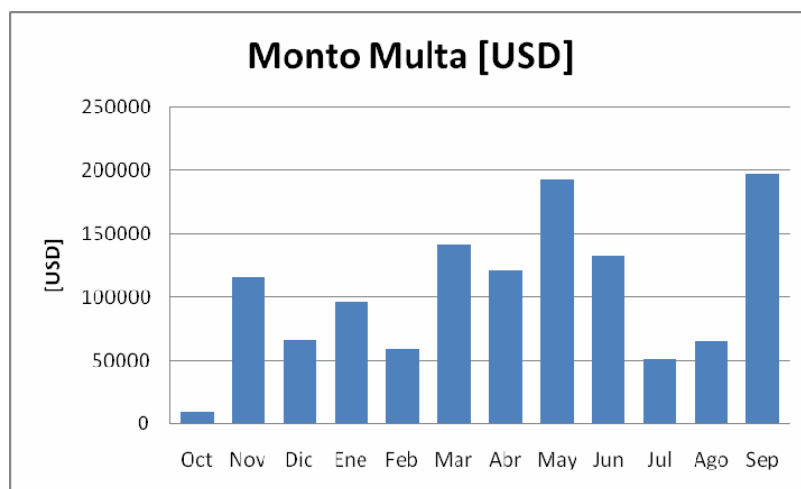


Figura 7. 26: Monto de multa a distribuir entre clientes ineficientes, en los meses del horizonte de estudio

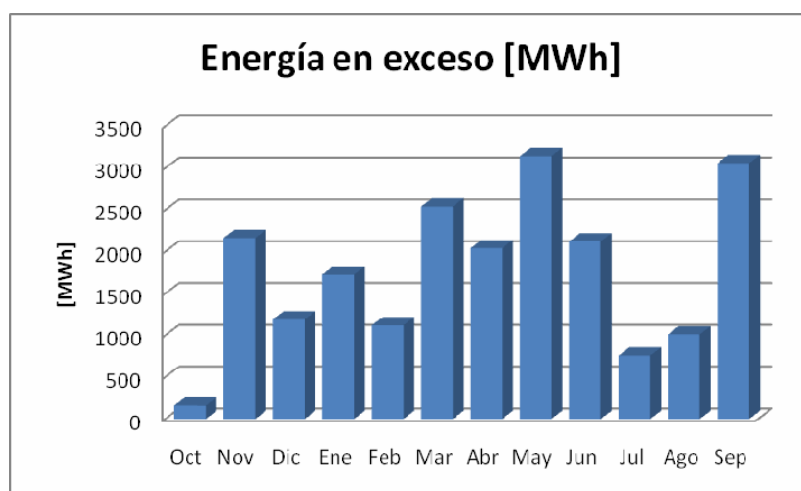


Figura 7. 27: Energía en exceso sujeta a multa

Por otro lado, conviene señalar que la cantidad de procesos ineficientes no es una buena señal para estimar la energía en exceso de un determinado mes. Esto es, dado que el monto de las multas se realiza con base a las energías en exceso, serán aquellos procesos ineficientes, pero de mayor potencia instalada, aquellos que determinen mayoritariamente la magnitud del monto total de dichas energías en exceso.

Cabe destacar, que el pago total por energía no varía luego de la aplicación del efecto de los índices de intensidad energética. Y es que el efecto conlleva sólo a una redistribución de los pagos por energía, en el que aquellos procesos ineficientes pagan más por esta componente, mientras que a aquellos eficientes, les corresponde pagar menor. Es decir, el monto total de las multas es equivalente al monto total de incentivos, de manera que el balance, en términos generales, se mantiene igual.

Lo anterior es prueba de que el modelo planteado es indiferente desde el punto de vista de la empresa generadora, pues a ella solo le interesa recibir el pago por la energía vendida. No obstante, la propuesta constituye una herramienta de gran relevancia para inducir a buscar la eficiencia energética de los distintos procesos, a través de la motivación de un menor pago por energía.

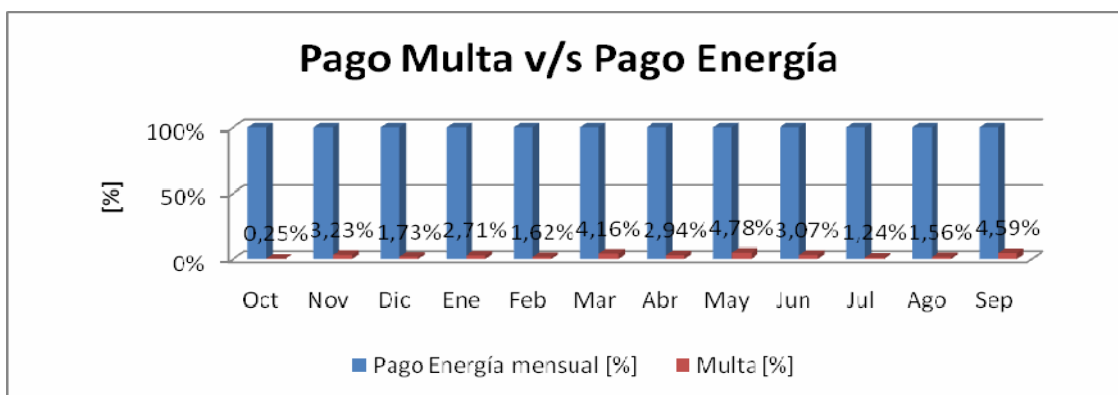


Figura 7. 28: Comparacion porcentual entre pago debido a multa con respecto a Pago de Energía consumida

En un sentido más amplio, según la Figura 7.28, se obtiene que el pago por multa que deben pagar los procesos ineficientes no supera el 5 [%] del pago total por energía, previo al enlace con los índices de intensidad energética. Lo anterior, da cuenta de que el modelo propuesto no debería producir grandes distorsiones, en lo que a los mayores pagos por energía conciernen.

La incidencia de los índices de intensidad energética puede apreciarse más notoriamente si se analiza el efecto desglosado que éstos tienen en los distintos procesos productivos. En particular, se puede notar en la figura 7.29, que en el mes de septiembre el monto de pago por multas es el mayor de todo el horizonte de estudio, donde se puede apreciar que los procesos más afectados por la aplicación de las multas son los asociados a los índices de intensidad IE8 e IE12, de 0,49 [MW] y 0,16 [MW] respectivamente.

De esta forma, el mayor pago por energía es una clara señal sobre estos procesos, los que en su calidad de ineficientes, deben pagar por concepto de multa una cantidad incluso superior al pago que les correspondería sólo por la energía consumida. Es decir, si bien se les califica como ineficientes debido a la energía en exceso consumida, estos procesos deben distribuir el monto total de energías en exceso en forma inversamente proporcional a las potencias instaladas de ellos, lo que se traduce en mayores multas para los procesos con menor potencias instaladas, de manera de inducir a éstos a la eficiencia energética.

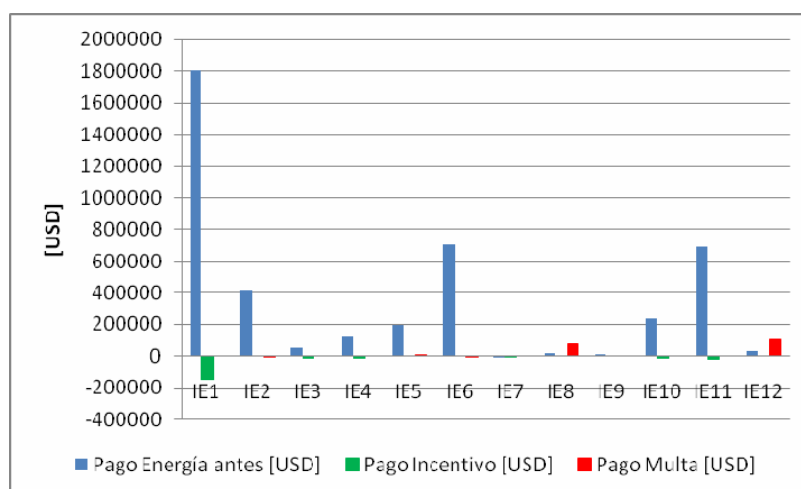


Figura 7. 29: Distribución de las multas e incentivos entre los procesos productivos (mes Septiembre)

7.5 Comparación entre modelo de tarificación propuesto y metodología anterior

En lo que sigue, se hará una comparación de la implementación del modelo con respecto a la metodología anterior empleada por la faena minera patrocinante. Ello permitirá, realizar un análisis de sensibilidad en el que se apreciará tanto el efecto individual como conjunto de las componentes que el nuevo modelo de tarificación propone.

La comparación se realizará en base a los distintos niveles de tensión presentes, pues la metodología plantea distintos precios a aplicar conforme al nivel de tensión al que corresponde cada cliente.

En lo que respecta al pago por potencia demandada, es claro que el nivel de tensión que paga más por esta componente es el de 66 [kV], debido a que los clientes asociados a éste tienen grandes potencias instaladas de operación y su coincidencia con la punta del sistema es la mayor, comparado a la coincidencia de los niveles de 15 y 23 [kV].

En general, las variaciones por pago de potencia tienen relación a la potencia coincidente de los clientes sometidos a la categoría 2, con la punta de la Faena Minera. No obstante, también se debe tener en cuenta las fluctuaciones de los factores de pérdidas de potencia aguas arriba de los niveles de tensión, que si bien tienen un comportamiento relativamente uniforme, de igual manera influyen en los mayores o menores pagos por potencia.

Se puede establecer que de manera general la variación de los pagos asociados a la compra por potencia está fuertemente vinculada a la coincidencia que tiene cada cliente con la punta del sistema. Además, la implementación del modelo da cuenta de que el nuevo sistema de cobro por potencia dista mucho del método anterior, en el que el pago por potencia era distribuido a prorrata de los consumos de energía. De esta forma, se aprecia que en términos generales, son los clientes asociados al nivel de 66 [kV] quienes están afectados a un mayor pago por potencia, respecto a la situación anterior (Figura 7.30 a la 7.35).

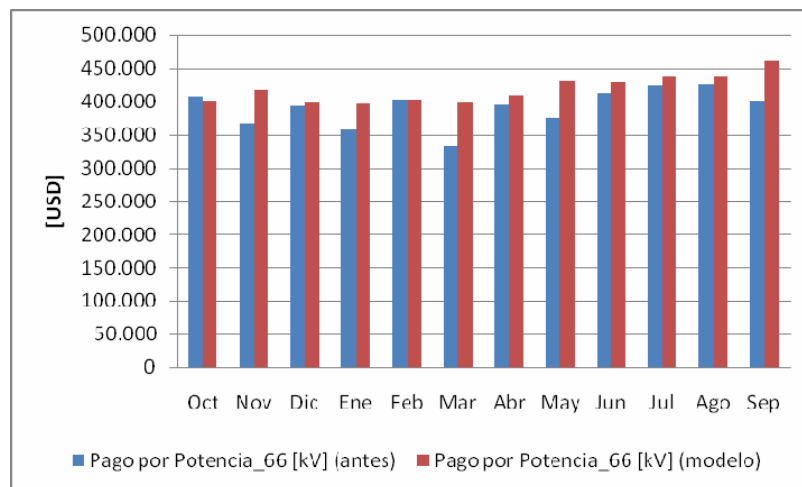


Figura 7. 30: Comparación entre Pago por Potencia de clientes en 66 [kV] según modelo propuesto y metodología anterior

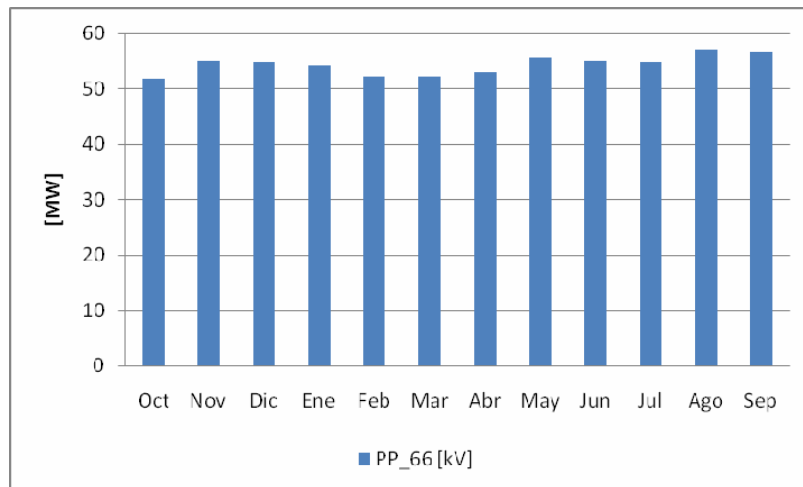


Figura 7. 31: Potencia en el nivel de 66 [kV] coincidente con la punta del Sistema Eléctrico Faena Minera

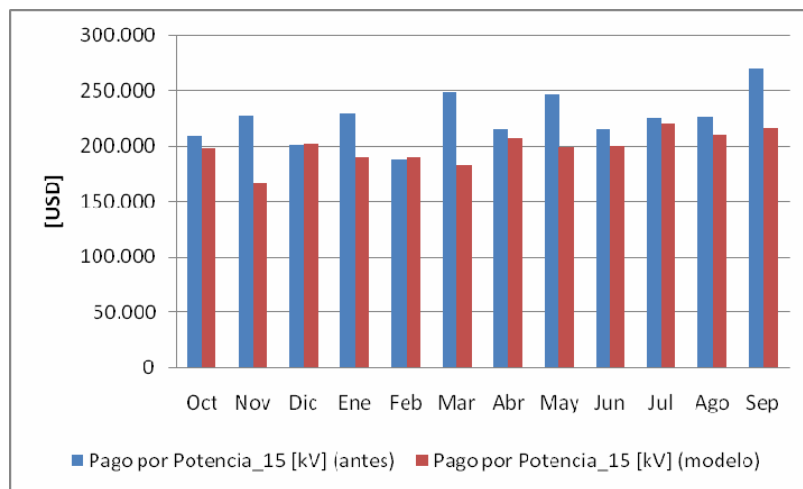


Figura 7. 32: Comparación entre Pago por Potencia de clientes en 15 [kV] según modelo propuesto y metodología anterior

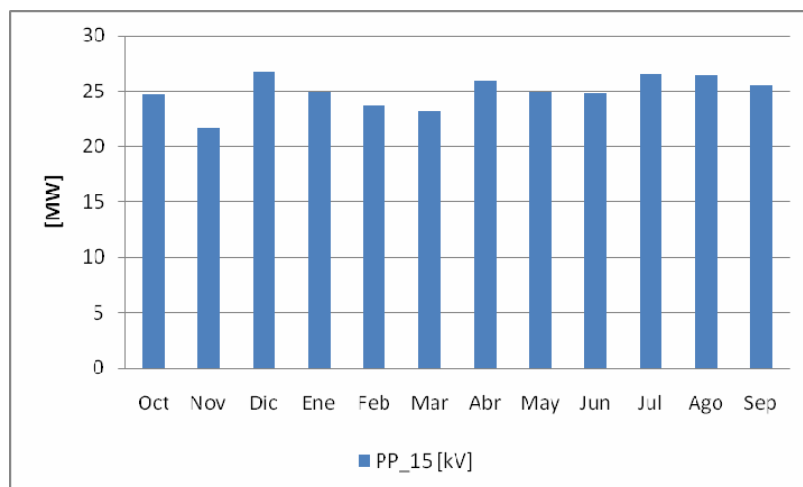


Figura 7. 33: Potencia en el nivel de 15 [kV] coincidente con la punta del Sistema Eléctrico Faena Minera

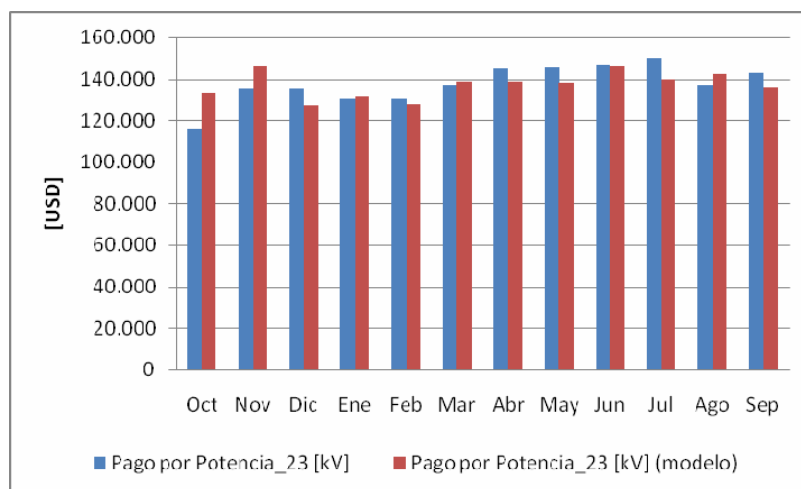


Figura 7. 34: Comparación entre Pago por Potencia de clientes en 23 [kV] según modelo propuesto y metodología anterior

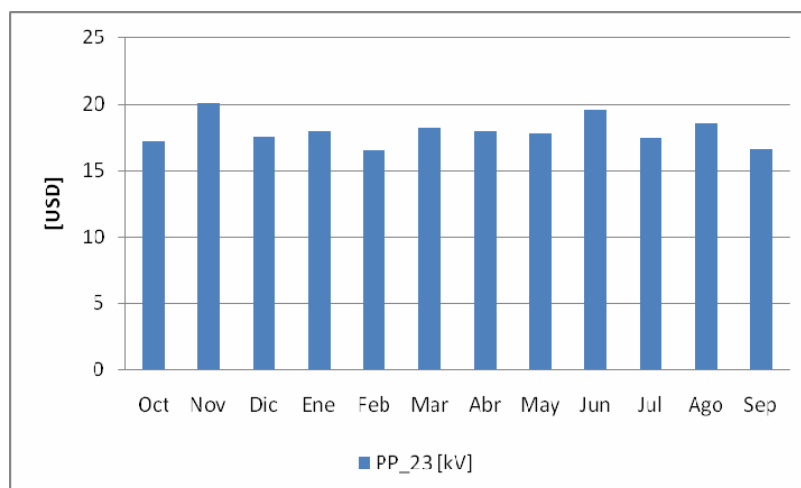


Figura 7. 35: Potencia en el nivel de 23 [kV] coincidente con la punta del Sistema Eléctrico Faena Minera

Lo anterior puede visualizarse con mayor facilidad en el cuadro siguiente, en donde se desprende que los clientes asociados al nivel de 66 [kV] sufren un aumento en sus pagos por potencia, mientras que, en general, los clientes asociados a los niveles de 23 y 15 [kV] se benefician del efecto contrario. Y es que, la distribución del pago por potencia a prorrata de los consumos por energía, ignora la variabilidad del factor de coincidencia de cada nivel de tensión con el sistema, asignando los pagos en conformidad a potencias medias (consumos de energía). Sin embargo, los factores de coincidencia asociados a los clientes en los distintos niveles de tensión, muestran que éstos son diversos y por lo tanto la diferencia entre el modelo propuesto y el anterior es notoria.

Tabla 7. 1: Distribución del Pago por Potencia entre los clientes asociados a los distintos niveles de tensión bajo la implementación del modelo propuesto

	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
Cientes 66 [kV]	-1,65%	13,72%	1,59%	10,76%	0,16%	19,28%	3,77%	14,53%	3,97%	3,56%	2,62%	15,20%
Cientes 15 [kV]	-5,00%	-26,97%	0,63%	-17,34%	1,03%	-26,53%	-4,04%	-19,30%	-7,33%	-2,18%	-7,28%	-19,81%
Cientes 23 [kV]	14,78%	8,12%	-5,57%	0,90%	-1,97%	1,22%	-4,25%	-4,86%	-0,38%	-6,78%	3,85%	-5,30%

Como se puede apreciar en las figuras 7.36 y 7.37, los factores de coincidencia asociados a la categoría 1, son muy pequeños en comparación a los obtenidos para la categoría 2. Ello es debido a que la primera categoría está caracterizada por consumos de muy poca potencia instalada, y por ello es de esperar que su presencia no se vea tan marcada en la coincidencia con la punta del sistema.

Además, se puede constatar que son los clientes del nivel de tensión 66 [kV] los que están más presentes en la punta del sistema eléctrico, seguido por los clientes del nivel de 15 y 23 [kV], respectivamente.

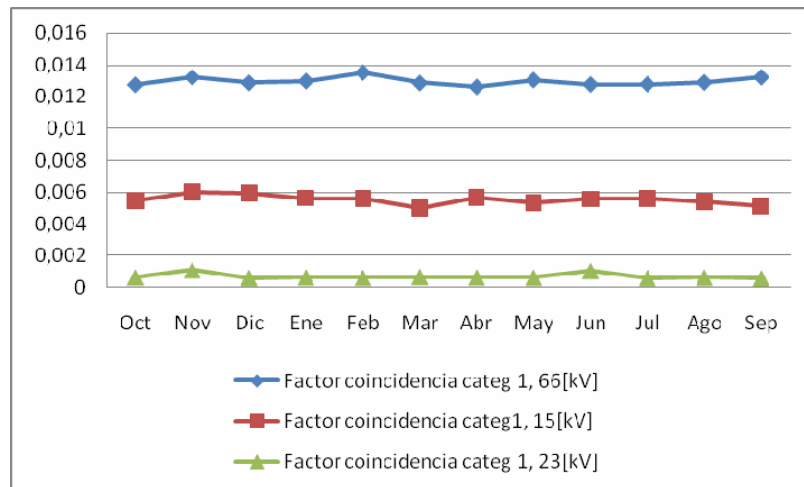


Figura 7. 36: Factor de coincidencia de los clientes, en Categoría 1, de los distintos niveles de tensión, respecto a la punta del sistema

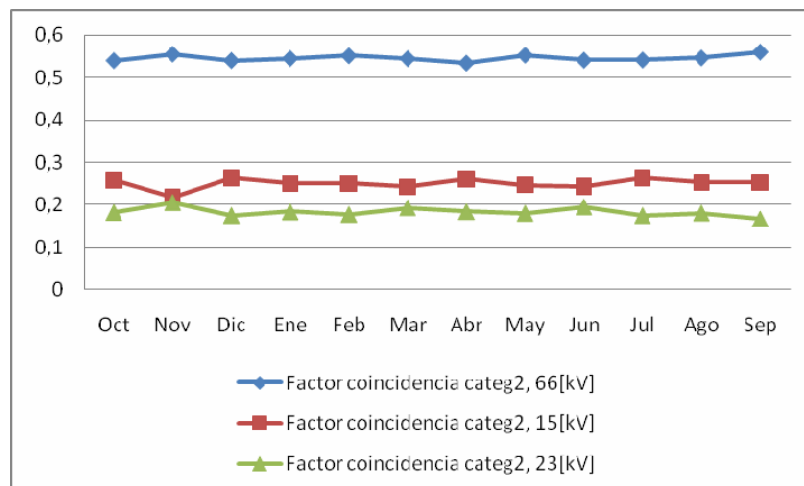


Figura 7. 37: Factor de coincidencia de los clientes, en Categoría 2, de los distintos niveles de tensión, respecto a la punta del sistema

A continuación se muestran los resultados correspondientes a las variaciones debidas al pago por energía, asociadas a la incorporación del modelo de tarificación. Nótese que se muestra por separado el efecto de los índices de intensidad energética.

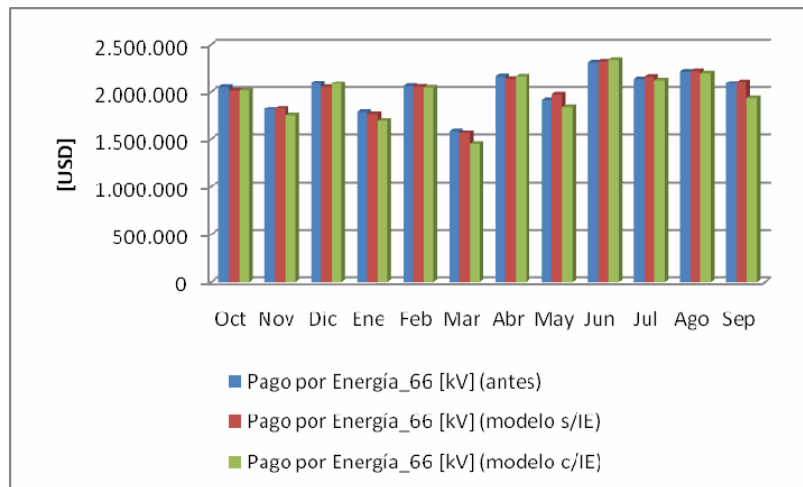


Figura 7. 38: Incidencia de la implementación del modelo con y sin Indicadores de eficiencia, respecto al pago por Energía en el nivel de 66 [kV]

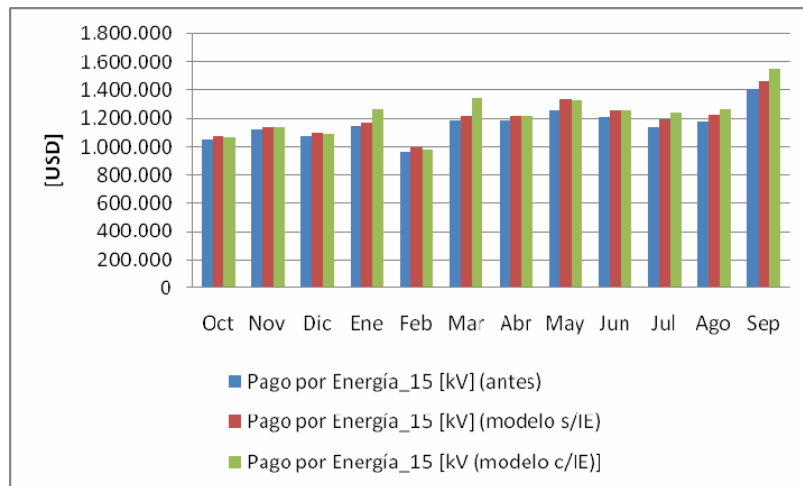


Figura 7. 39: Incidencia de la implementación del modelo con y sin Indicadores de eficiencia, respecto al pago por Energía en el nivel de 15 [kV]

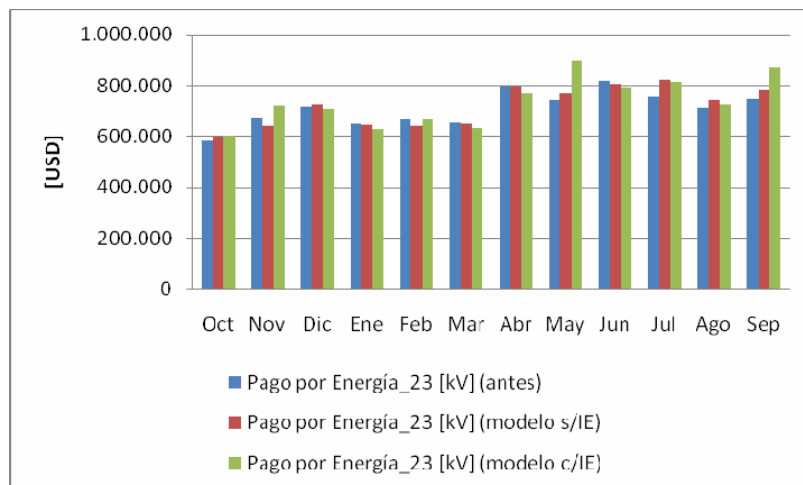


Figura 7. 40: Incidencia de la implementación del modelo con y sin Indicadores de eficiencia, respecto al pago por Energía en el nivel de 23 [kV]

Es decir, en general, aquellos clientes pertenecientes al nivel de 15 [kV] verán un aumento en sus pagos por energía, mientras que aquellos asociados a los niveles de 66 y 23 [kV] se beneficiarán del efecto contrario.

Cabe mencionar, que la consigna de comportamiento anteriormente expuesta es más evidente en los meses fuera del periodo de punta, ya que en los meses de punta todos los clientes, independiente del nivel de su tensión, ven un aumento en su pago por energía (salvo el caso excepcional de Junio donde para el nivel de 23 [kV] se tiene lo contrario). Ello da cuenta de que, en términos de pago por energía, los clientes de los distintos niveles de tensión no ven con indiferencia el mayor pago debido a la generación propia, puesto que éstos tendrán que pagar más por la distribución del costo asociado a este concepto.

Las diferencias porcentuales, citadas en la tabla 7.2, debidas a la incorporación del modelo son más drásticas en el nivel de 23 [kV], pues como se aprecia en los gráficos anteriores, es en este nivel de tensión en donde la contribución al pago por energía es menor.

La influencia de los índices de intensidad energética produce un efecto claro, con respecto a los mayores o menores pagos asociados al cobro por energía. A este respecto resulta difícil plantear que los clientes eficientes o ineficientes, se encuentran concentrados en un determinado nivel de tensión. Y es que, éstos eventualmente pueden estar distribuidos al interior de la Faena Minera o bien juntos en un mismo nivel de tensión.

Tabla 7. 2: Distribución del Pago por Energía entre los clientes asociados a los distintos niveles de tensión bajo la implementación del modelo propuesto con y sin Indicadores de Eficiencia

	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
Cientes 66[kV] (modelo s/IE)	-1,73%	0,52%	-2,00%	-1,29%	-0,35%	-1,29%	-1,23%	2,96%	0,41%	1,17%	0,23%	0,78%
Cientes 15[kV] (modelo s/IE)	1,92%	1,44%	3,28%	2,45%	3,49%	2,23%	2,31%	6,65%	4,13%	4,82%	3,93%	4,50%
Cientes 23[kV] (modelo s/IE)	2,64%	-3,84%	0,94%	-0,77%	-3,96%	-0,91%	-0,09%	3,41%	-1,62%	8,56%	3,83%	4,63%
Cientes 66[kV] (modelo c/IE)	-1,71%	-3,62%	-0,20%	-5,05%	-0,81%	-8,67%	-0,06%	-3,58%	1,13%	-0,56%	-0,84%	-7,34%
Cientes 15[kV] (modelo c/IE)	1,44%	1,21%	1,38%	10,07%	1,84%	13,61%	2,66%	6,08%	4,19%	8,61%	7,16%	10,15%
Cientes 23[kV] (modelo c/IE)	3,44%	7,81%	-1,46%	-3,81%	-0,14%	-3,59%	-3,79%	21,27%	-3,72%	7,75%	1,84%	16,78%

No obstante el estudio realizado en el horizonte de estudio, permite establecer que, en general, el nivel de tensión más beneficiado por la influencia de los índices de intensidad energética es el de 66 [kV], mientras que los niveles de 15 y 23 [kV] son los más propensos al pago de multas. Lo anterior es causa de que en el nivel de 66 [kV] existe tan sólo un proceso productivo (chancado-molienda- espesaje), mientras que en los otros niveles, coexisten una mayor cantidad de procesos productivos, razón por la que este efecto no se ve directamente. No obstante, de la tabla 7.2, se aprecia que de todas formas si bien pueden existir procesos eficientes e ineficientes en los niveles de 15 y 23 [kV], en general es en éstos en donde se concentran los procesos sujetos a multas.

7.6 Resultados sobre análisis de factibilidad técnico económica de empleo de generación propia

Ahora bien, sería conveniente analizar el impacto de la generación propia desde el punto de vista de los beneficios que ésta representa, o bien, si es que dicha generación propia no es beneficiosa para la Faena Minera.

Cabe mencionar que la conveniencia de la generación propia se evaluará conforme a las disposiciones del contrato, el cual representa una metodología ocupada comúnmente para tarifificar el consumo de potencia, que establece que la potencia activa a facturar cada mes, se calcula como el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. De esta forma la influencia que sobre los clientes tiene la generación propia, está en función del periodo que se trate, identificandose dos escenarios:

7.6.1 Escenario meses correspondientes al periodo de Punta (mayo-septiembre)

Se considerará que la generación propia disponible está compuesta de 2 unidades de 1 [MW] y 4 unidades de 0,8 [MW] (potencias en operación), las cuales inyectan en el nivel de 15 y 66 [kV], respectivamente.

En este escenario, la generación propia funciona a diario durante las horas de punta. En la Faena en cuestión, por ejemplo, el horario de punta es el comprendido entre las 18:00 y las 21:00 horas, sin embargo, los generadores comienzan a funcionar en forma automática 15 minutos antes y se desactivan 15 minutos después de dicho periodo. En definitiva, la generación propia opera 3,5 [hr/día] (durante el periodo de medición de demandas máximas).

Hasta el momento se ha considerado un precio del petróleo constante. Bajo el mismo supuesto, los precios debidos a la generación propia son mayores que los precios de compra de energía a la empresa generadora. A su vez, los costos de la energía autogenerada son mayores en el nivel de 66 [kV], debido a las diferencias de altitud en que los generadores operan y a la eficiencia de los mismos (Figura 7.41).

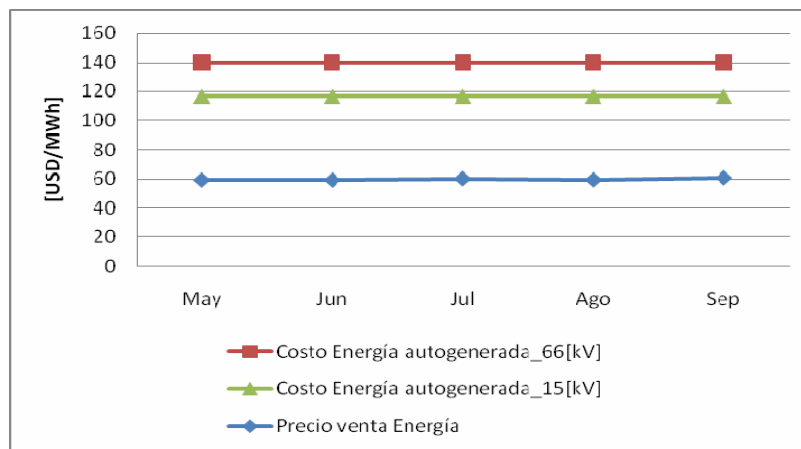


Figura 7. 41: Comparación Costos de Energías autogeneradas en los niveles de 66 y 15 [kV], respecto al precio de venta de energía de la Empresa Generadora

Entonces resulta directo caracterizar al periodo de punta como un periodo en el cual los clientes están sujetos a un mayor pago por energía, pero al mismo tiempo están beneficiados por el menor pago por potencia que esta autogeneración les significa. No obstante, cabe mencionar que al distribuir los mayores costos de energía entre todos los clientes mineros, a través de un mayor costo por energía en la barra de inyección de la faena minera, el impacto sobre los clientes es mucho menor en comparación al que se tendría si el costo de la generación fuera asumida en forma única por el área dueña de los generadores.

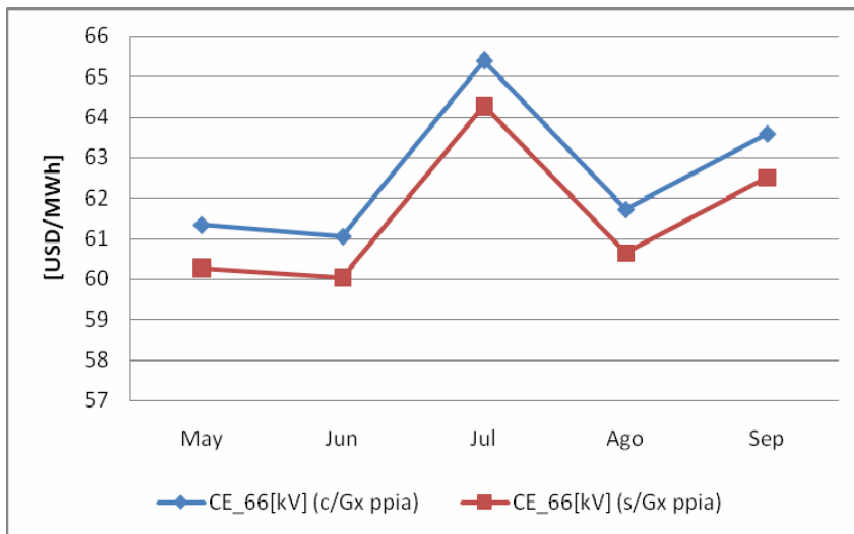


Figura 7. 42: Incidencia de la Generación propia en el costo de Energía a clientes en 66 [kV]

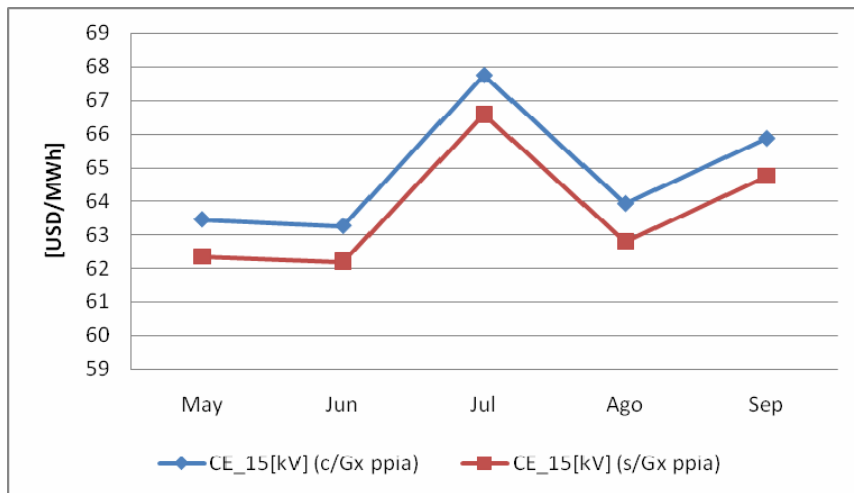


Figura 7. 43: Incidencia de la Generación propia en el costo de Energía a clientes en 15 [kV]

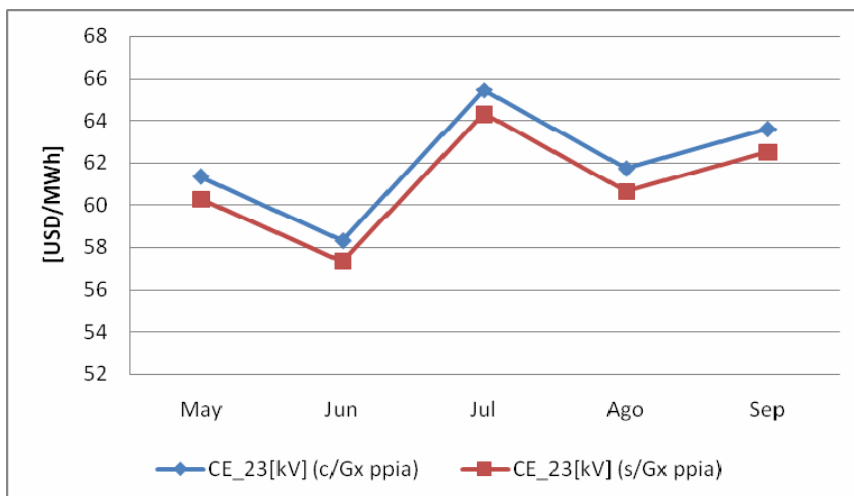


Figura 7. 44: Incidencia de la Generación propia en el costo de Energía a clientes en 23 [kV]

La tabla 7.3 muestra que la variación del mayor costo por energía a que están sujetos los clientes mineros en los distintos niveles de tensión, no supera el 1,8 [%] respecto del costo sin tomar en

consideración la distribución del costo de energía asociada a la autogeneración. Es decir, si bien el costo unitario por energía autogenerada es mayor, el hecho de referir dicho costo a la barra de inyección de la empresa generadora amortigua significativamente el impacto que dicha autogeneración implica.

Tabla 7. 3: Comparación porcentual del costo de energía por nivel de tensión de los casos con y sin generación propia

	May	Jun	Jul	Ago	Sep
CE_66[kV] (c/Gx ppia) v/s CE_66[kV] (s/Gx ppia)	1,78%	1,72%	1,74%	1,80%	1,73%
CE_66[kV] (c/Gx ppia) v/s CE_15[kV] (s/Gx ppia)	1,78%	1,72%	1,74%	1,80%	1,73%
CE_66[kV] (c/Gx ppia) v/s CE_23[kV] (s/Gx ppia)	1,78%	1,72%	1,74%	1,80%	1,73%

Tabla 7. 4: Costo total asociado a la Generación propia

	May	Jun	Jul	Ago	Sep	TOTAL [USD]
Costo Energía Autogenerada_(66[kV]) [USD]	46978	48544	46978	48544	48544	239587
Costo Energía Autogenerada_(15[kV]) [USD]	24468	25283	24468	25283	25283	124785
TOTAL COSTO [USD]	71445	73827	71445	73827	73827	364371

Se asumirá que la menor de las demandas máximas del periodo de punta del horizonte de estudio, es mayor que la mayor de las demandas máximas del periodo de punta del año inmediatamente anterior.

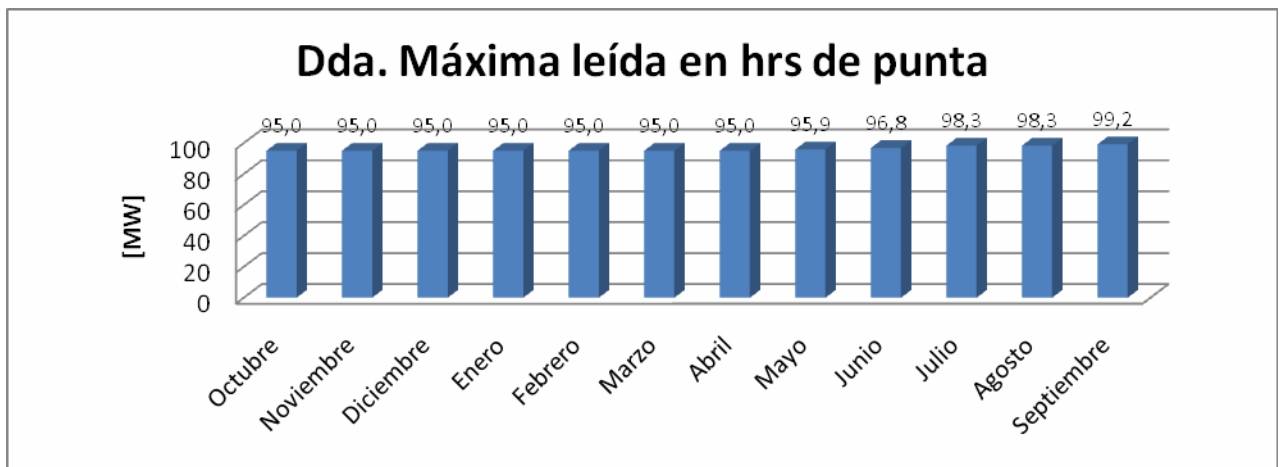


Figura 7. 45: Registro de demandas máximas leídas en horas de punta en el horizonte de estudio

Luego para evaluar el beneficio debido al menor pago por potencia, se referirán las potencias que las unidades de generación compensan, al punto de medición de demandas máximas a través de los factores de pérdidas de potencia. De esta forma, se conocerán las demandas máximas que la empresa generadora hubiera debido facturar en caso de que la faena minera no disponga de unidades de generación para recortar la punta del sistema. Con ello, se obtendrían las siguientes demandas máximas individuales:

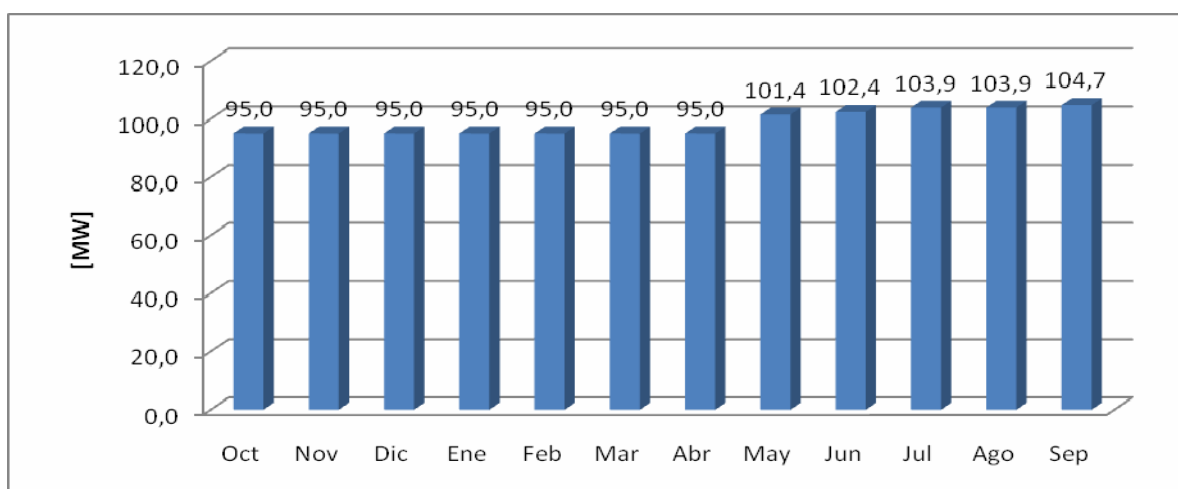


Figura 7. 46: Estimación de las Demandas Máximas leídas sin Generación propia

Tabla 7. 5: Beneficio causado por la autogeneración debido al menor Pago por Demanda Máxima leída, durante los meses de punta

	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
Dda. Máx (s/Gx ppia) [MW]	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	101,4	102,4	103,9	103,9	104,7
Dda. Max (c/Gx ppia) [MW]	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,9	96,8	98,3	98,3	99,2
PAF (s/Gx ppia) [MW]	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	98,2	101,9	103,1	103,9	104,3
Delta [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	5,1	4,8	5,5	5,1
Beneficio [USD]	0	0	0	0	0	0	0	18705	40611	38799	44403	41878
TOTAL BENEFICIO [USD]												184396

7.6.2 Escenario meses fuera del periodo de punta (octubre- abril)

Durante este periodo no se mide la demanda máxima para fines de facturación, sino que la potencia a facturar (PAF) se calcula como el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta del periodo de punta de los últimos 12 meses incluido el mes en que se factura.

De esta forma, el funcionamiento de los generadores propios en el periodo de punta, se traduce en beneficios para el periodo fuera de punta que le sigue, debido a los menores pagos por potencia que se aplican. Y es que de no haber sido por la generación propia, claramente el promedio de las dos más altas demandas máximas, leídas durante las horas de punta, sería mayor.

Bajo el supuesto de que el precio de compra de potencia de septiembre de 2007, se mantiene en los meses de octubre a abril, siguientes a septiembre de 2007, se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 7. 6: Beneficio causado por la autogeneración debido al menor Pago por Demanda Máxima leída, durante los meses fuera de Punta

	2007			2008			
	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
PAF (c/Gx ppia) [MW]	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8
PAF (s/Gx ppia) [MW]	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3	104,3
Beneficio [USD]	45398	45398	45398	45398	45398	45398	45398
TOTAL BENEFICIO [USD]							317784

El costo de la inversión de las unidades de generación que ayudan a recortar la punta del sistema, puede considerarse un costo hundido debido a que la función para la cual éstos fueron adquiridos es para operar en casos de emergencia. De esta forma, el uso de estos generadores para recortar la punta del sistema, durante las horas de punta, constituye una externalidad positiva que se desprende de la función primordial.

Recontextualizando los resultados de las tablas 7.4; 5.5 y 7.6, se tiene que los beneficios son mayores que los costos, ambos debidos al empleo de las unidades de generación propia; se concluye que la estrategia actual de Generación propia es válida y tiene sentido económico.

Beneficios [USD]	502179
Costos [USD]	364371
Delta [USD]	137808

7.7 Distribución costos de distribución

En lo que respecta a los costos de distribución, asociados a las instalaciones de los distintos niveles de tensión, a petición de la Faena Minera patrocinante se considerarán sólo los costos de inversión reflejados en VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) de dichas instalaciones.

Para efectos del presente informe, los VNR se actualizaron semestralmente, tomando en consideración que en la presente edición, éstos se encontraban expresados en moneda del 1 de Enero de 2004. De esta forma, los VNR fueron sometidos a indexación en los meses de octubre y abril.

Con ello, el valor base de la variable CPI, que interviene en la fórmula de indexación expuesta en el numeral 6.9, es el siguiente:

$CPI_0 =$ Valor de CPI de Junio de 2003, igual a 183,7 (base:100 en 1982)

Los resultados a continuación, muestran la distribución de los costos de distribución entre los clientes asociados a los distintos niveles de tensión, presentes en la Faena Minera.

Conforme al modelo de tarificación planteado, los costos de distribución de los niveles de tensión se distribuyen entre todos los clientes que hacen uso de las instalaciones correspondientes, conforme a las demandas máximas individuales. Así, por ejemplo, los costos de distribución de la Red de 66 [kV], se distribuyen entre los clientes que están en el nivel de 66 [kV] y aquellos que están aguas debajo de dicho nivel de tensión, es decir, los pertenecientes al nivel de 15 [kV].

Tal y como se aprecia en la figura 7.47, son los clientes del nivel de 66 [kV] quienes pagan en mayor parte los costos de distribución de las instalaciones de este nivel de tensión, debido a que éstos registran mayores demandas máximas individuales que los clientes asociados al nivel de 15 [kV] en la entrada de los transformadores de 66/15 [kV].

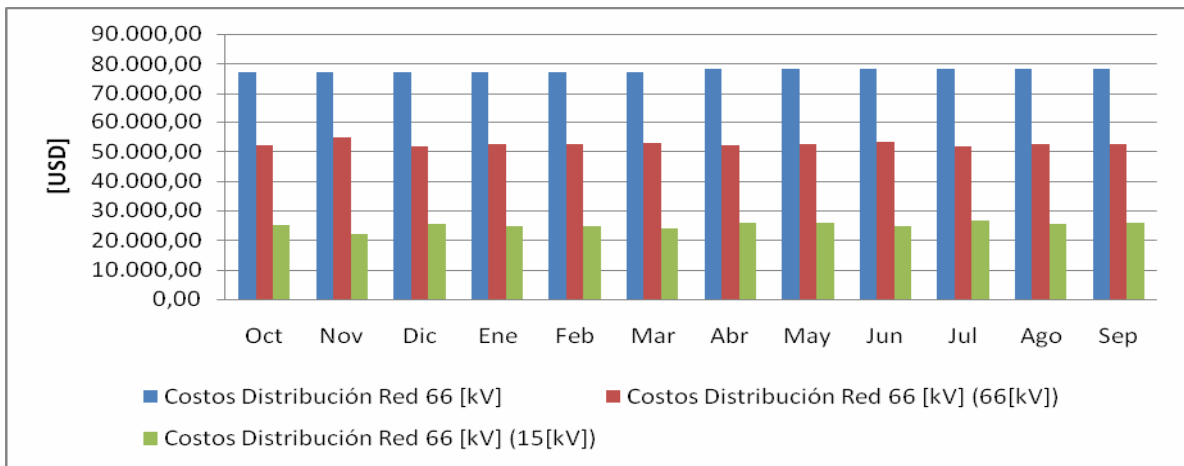


Figura 7. 47: Distribución de los costos de distribución de la red de 66 [kV] entre los clientes en 66 y 15 [kV]

Con ello, una mirada a todo el horizonte de estudio muestra que en promedio los clientes en el nivel de 66 [kV] aportan cada mes un 67,8 [%] de los costos totales de distribución asociados al nivel de 66 [kV]; mientras que los clientes del nivel de 15 [kV] aportan, en promedio, un 32,2 [%].

Tabla 7. 7: Distribución porcentual de costo de distribución de red de 66 [kV] entre los clientes en 66 y 15 [kV]

	Costos Distribución Red 66 [kV]											
	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
Cientes 66 [kV]	0,677	0,7131	0,669	0,681	0,68	0,6878	0,668	0,6707	0,682	0,66	0,673	0,67
Cientes 15 [kV]	0,323	0,2869	0,331	0,319	0,32	0,3122	0,332	0,3293	0,318	0,34	0,327	0,33

A diferencia del nivel de 66 [kV], los costos de distribución vinculados a los niveles de 15 y 23 [kV], se recuperan gracias a la aplicación del pago de los costos de distribución entre los clientes que pertenecen exclusivamente a cada una de estas redes.

Con ello, se puede apreciar que debido a que el nivel de 23 [kV] cuenta con una menor cantidad de clientes y, que en conjunto requieren de instalaciones de menor capacidad, que aquellos pertenecientes al nivel de 15 [kV]; se tiene que los costos de distribución asociados a este último son mayores a los del nivel de 23 [kV].

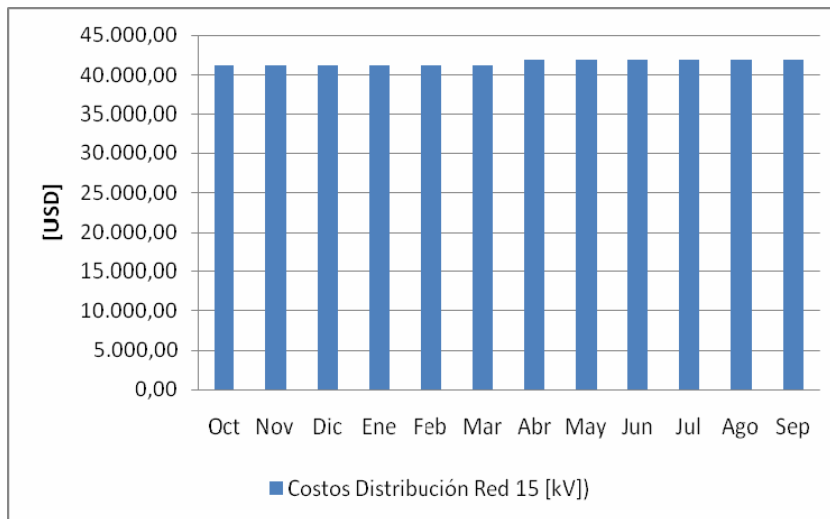


Figura 7. 48: Costos de distribución de la red de 15 [kV], asociada a clientes en 15 [kV]

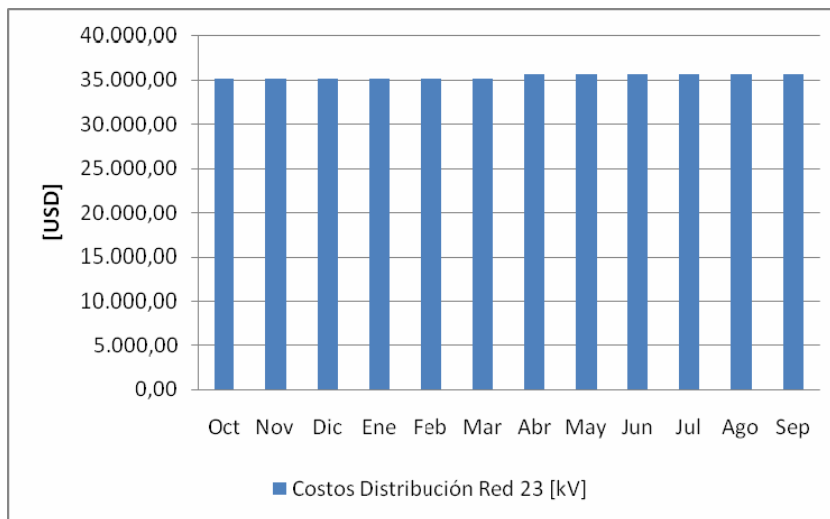


Figura 7. 49: Costos de distribución de la red de 23 [kV], asociada a clientes en 23 [kV]

Cabe destacar que la variación de los costos de distribución entre los meses de octubre a Marzo, con respecto a los de Abril a Septiembre, se debe a la aplicación de las fórmulas de indexación pertinentes, las cuales en este caso sólo aplican sobre los costos de inversión de las instalaciones (los costos de operación y mantenimiento se han extraído del análisis a petición de la Faena Minera patrocinante).

En resumen, la distribución de los costos de distribución internos entre los clientes asociados a los distintos niveles de tensión es como se muestra en la tabla 7.8.

Tabla 7. 8: Distribución de costos de distribución internos entre los clientes de los distintos niveles de tensión

	Costos Distribución Internos											
	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
Cientes 66 [kV]	34,0%	35,8%	33,6%	34,2%	34,1%	34,5%	33,6%	33,7%	34,3%	33,1%	33,8%	33,7%
Cientes 15 [kV]	43,1%	41,3%	43,5%	42,9%	43,0%	42,6%	43,6%	43,4%	42,9%	44,0%	43,3%	43,5%
Cientes 23 [kV]	22,9%	22,9%	22,9%	22,9%	22,9%	22,9%	22,9%	22,9%	22,9%	22,9%	22,9%	22,9%

Notar que si bien, los clientes asociados al nivel de 15 [kV] tienen una menor incidencia en el pago de los costos de distribución del nivel de 66 [kV]; la distribución de los costos totales de distribución Internos muestra que son los clientes del nivel de 15 [kV], los que están sujetos al mayor pago por costos de distribución. Claramente ello es efecto de que la red a la que pertenecen es de gran capacidad y además debido a que sobre ellos aplica un proporción de pago de los costos de distribución del nivel de 66 [kV].

Ahora bien, la asignación de los costos de distribución de las instalaciones de Transmisión Adicional, esto es, aquellas instalaciones implementadas por parte de la empresa generadora para entregar suministro a la Faena Minera; tiene un comportamiento similar al mostrado previamente para los costos de distribución internos.

Luego, el costo de distribución de las instalaciones de transmisión adicional asociadas a la interconexión entre la barra de inyección y el punto de interconexión Las Tórtolas, se distribuye entre todos los clientes de la faena minera dado que por ellas se transmite toda la energía y potencia consumida al interior de las redes de distribución Las Tórtolas y Los Bronces.

Al igual que para la distribución de los costos de distribución internos, los costos de distribución de transmisión adicional se distribuyen en conformidad a las demandas máximas individuales registradas. La aplicación de esta metodología entrega como resultado un mayor pago por parte de los clientes del nivel de 66 [kV], seguido por los del nivel de 15 y 23 [kV]. Cabe notar que la diferencia entre los pagos responde a la magnitud de las demandas máximas individuales, las cuales siguen el mismo orden jerárquico (Figura 7.50).

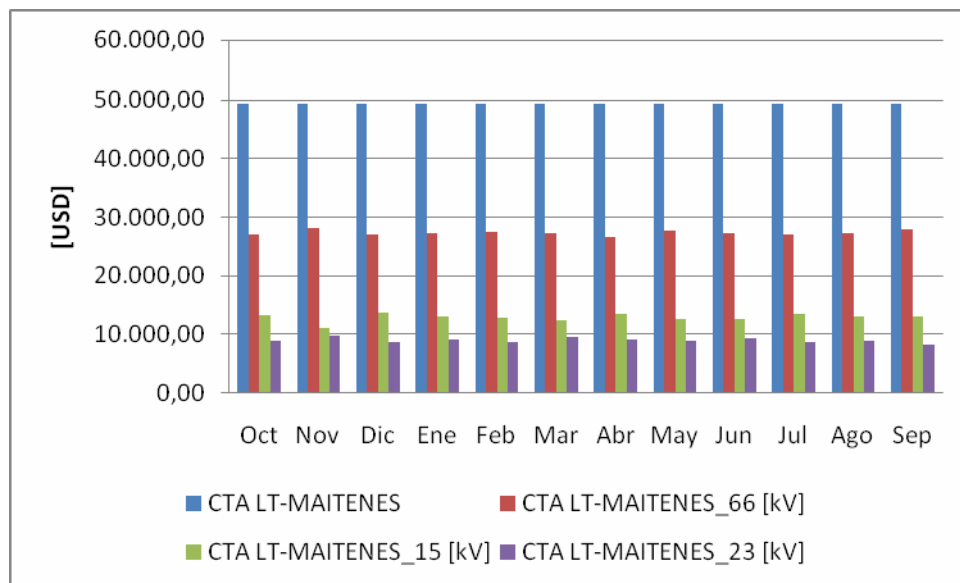


Figura 7. 50: Distribución de los costos de distribución de transmisión adicional del tramo punto de inyección- Las Tórtolas, entre los clientes de los distintos niveles de tensión

El costo de distribución de transmisión adicional de las instalaciones que llevan el suministro eléctrico desde el punto de interconexión Las Tórtolas hasta el punto de interconexión Maitenes, es asignado mayoritariamente a los clientes del nivel de 66 [kV], dado que en este nivel se encuentran concentradas las mayores demandas máximas del sistema (Figura 7.51).

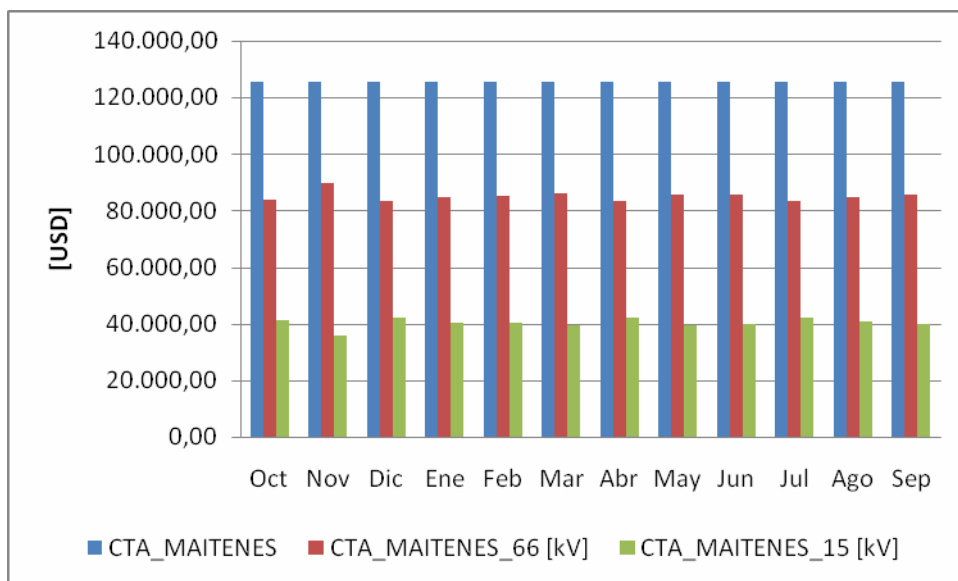


Figura 7. 51: Distribución de los costos de distribución de transmisión adicional del tramo LT- Maitenes, entre los clientes en 66 y 15 [kV]

Por su parte el costos de distribución de transmisión adicional asociado a Las Tórtolas, es distribuido en su totalidad entre los clientes del nivel de 23 [kV], dada la independencia que estas instalaciones tienen respecto a los clientes de 66 y 15 [kV].

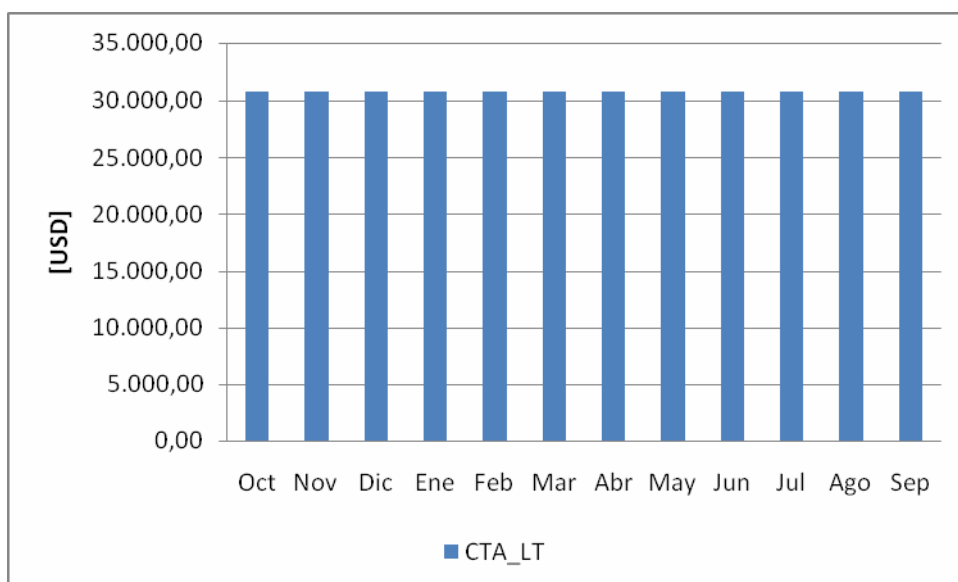


Figura 7. 52: Costos de Trasmisión Adicional asignadas en forma exclusiva a Las Tórtolas

Al considerar la distribución de los costos totales de distribución internos y de transmisión adicional, se desprende que son los clientes del nivel de 66 [kV] quienes están sujetos al mayor pago por concepto de costos de distribución. Cabe notar que la distribución de los costos de distribución de transmisión adicional cambian la proporción de distribución de los costos, en el sentido que ahora son los clientes del 66 [kV] quienes pagan más y no los del nivel de 15 [kV] por este ítem (Tabla 7.9).

Tabla 7. 9: Distribución porcentual de los costos totales de distribución, asignados a los clientes de cada nivel de tensión

	Costos Totales de Distribución											
	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
Cientes 66 [kV]	45,4%	48,2%	45,1%	45,9%	46,0%	46,3%	44,9%	45,9%	46,0%	44,9%	45,6%	45,9%
Cientes 15 [kV]	33,7%	30,7%	34,1%	33,2%	33,1%	32,7%	34,2%	33,2%	33,0%	34,3%	33,5%	33,4%
Cientes 23 [kV]	20,9%	21,1%	20,8%	20,9%	20,8%	21,0%	20,9%	20,9%	21,0%	20,8%	20,9%	20,7%

Finalmente, si se compara la propuesta del modelo para la distribución de los costos de distribución de transmisión adicional, con la metodología anterior, esto es, a prorrata de los consumos de energías de los clientes; se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7. 10: Comparación porcentual entre la distribución de los costos de Transmisión adicional propuesta por el modelo de tarificación y la metodología anterior

	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
Cientes 66 [kV]	-3,1%	14,0%	-0,5%	9,3%	-1,7%	18,8%	2,4%	12,7%	3,0%	1,4%	1,0%	11,9%
Cientes 15 [kV]	-6,4%	-26,8%	-1,5%	-18,4%	-0,9%	-26,9%	-5,3%	-20,6%	-8,1%	-4,2%	-8,8%	-22,1%
Cientes 23 [kV]	22,4%	7,1%	3,8%	6,9%	6,5%	3,1%	1,3%	2,2%	3,4%	2,5%	11,4%	8,3%

Es decir, los clientes del nivel de 23 [kV] tienen que ajustarse a un mayor pago con respecto a la metodología anterior. Y es que según dicha metodología, los costos totales de transmisión adicional se distribuían prorrata de los consumos de energía, sin considerar el uso de las instalaciones. Ello claramente beneficiaba tanto a los clientes del nivel de 66 [kV] como a los de 23 [kV], debido a que a los primeros no se les cobraba por la incidencia de sus mayores demandas máximas individuales, mientras que a los segundos, no se les distribuían los costos de transmisión adicional que correspondían, ya que parte del pago por este concepto está relacionado con instalaciones que sólo usan los clientes del nivel de 23 [kV].

7.8 Proporción del pago total asociada a cada componente del modelo de tarificación

En definitiva, la proporción de los costos asociados a las distintas componentes que el presente modelo de tarificación incorpora, es como sigue:

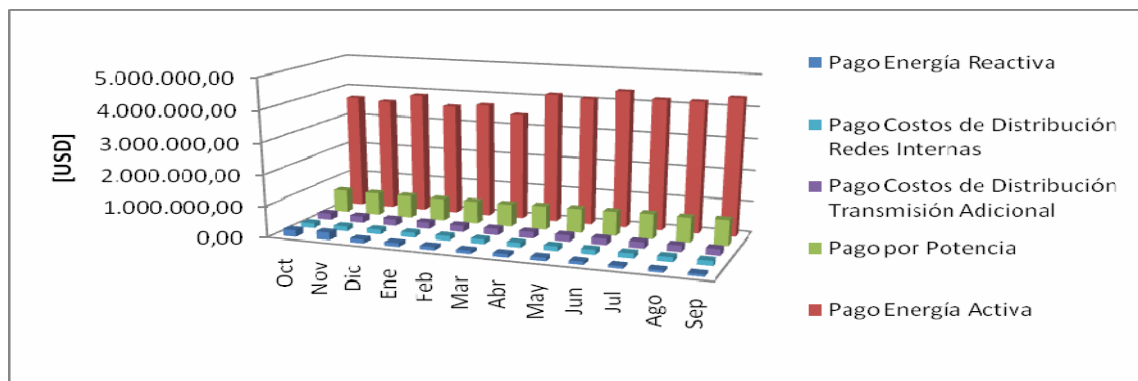


Figura 7. 53: Distribución de los Costos totales por mes, debidos al pago de las componentes involucradas en el modelo de tarificación

La distribución de los costos muestra que claramente, la mayor parte de los recursos destinados a financiar el suministro eléctrico corresponde al pago por energía activa, seguido por el Pago por Potencia, Costos de Distribución Transmisión adicional, Costos de Distribución de redes Internas y Energía Reactiva.

En lo que respecta a la distribución de los costos de la Energía reactiva entre los distintos clientes presentes en la Red de Distribución, no se realizó un análisis al respecto, ya que a partir del costo total facturado por Energía Reactiva, el modelo propone su distribución a prorrata de los consumos de energía, lo cual es lo suficientemente elocuente y no requiere un mayor análisis de resultados pues no se cuenta con otra metodología de asignación.

8. Discusión y Conclusiones

En el presente estudio se ha propuesto y validado una nueva modelación de tarificación eléctrica a implementar al interior de las faenas mineras, que combina un esquema de asignación de costos con señales tarifarias que tiene por objeto responsabilizar de forma fehaciente a cada cliente minero tanto por el consumo de electricidad, como por el uso de las redes de distribución.

Asignación de costos se refiere a que el esquema de tarificación propuesto es capaz de desglosar en forma fehaciente el costo total asociado a las componentes de compra de energía activa, reactiva y potencia, uso de redes de distribución internas y de propiedad de la empresa generadora; reflejando adecuadamente, en las tarifas de los clientes, los costos que éstos hacen incurrir tanto a la faena minera (operación, mantenimiento y costos de inversión de instalaciones eléctricas internas) como a la empresa generadora (suministro eléctrico, operación y mantenimiento de instalaciones de propiedad de ésta).

Además el modelo postula la distribución de los costos asociados a la generación propia, durante las horas de punta, entre todos los clientes beneficiados por el menor pago de potencia incurrido que se desprende directamente de esta estrategia de operación. Así pues, el modelo contiene una herramienta para validar la factibilidad técnico económica relativa a la implementación de esta autogeneración, comparando los beneficios y costos asociados a ella.

Por su parte las señales tarifarias, citadas como parte del modelo, promueven el uso eficiente de la energía a través de la implementación de incentivos y multas, calculados en base a la intensidad energética con que las distintas áreas de producción producen una cierta magnitud de producción durante un determinado mes de facturación. Los incentivos y multas afectan directamente la componente de la tarificación asociada a la energía activa, distribuyéndose entre las áreas eficientes e ineficientes, respectivamente, y son tales que el monto total a distribuir por concepto de incentivos es igual al monto total asociado a las multas.

Se incluye la formulación conceptual y matemática del modelo de tarificación, de manera de promover su implementación al interior de otras faenas que valoren el campo de la distribución eléctrica no sólo desde el punto de vista de la operación y mantenimiento, sino que también bajo la utilización de esquemas de tarificación que les permitan desglosar sus facturas de energía de una manera eficiente, estimulando a la vez el mejor empleo posible del recurso eléctrico por parte de sus áreas de producción.

El diseño de tarificación propuesto separa a los clientes en dos categorías, según su participación en la cadena de producción, de manera de homologar sus características de consumo de forma representativa, y así reflejar adecuadamente el costo incurrido por ellos, sin promover subsidios cruzados.

La Categoría 1 reúne a aquellos clientes no involucrados en el proceso de producción, los que dado sus características de consumo tienen muy poca respuesta a la señales de precios. Se propone entonces, una tarificación basada en un cargo fijo mensual y uno variable (monómico) en función del consumo de energía registrado sin discriminación horaria, el cual permita extrapolar la incidencia de cada cliente, en la demanda máxima del sistema a través de la componente de energía.

Los clientes involucrados en el proceso de producción están encuadrados en la Categoría 2 y dadas sus características de consumo son capaces de asimilar correctamente las señales tarifarias. Debido a las magnitudes de potencia que demandan, para efectos de una adecuada tarificación, se descomponen los cargos por potencia de aquellos de energía sin considerar discriminación horaria.

Dada las características del escenario en donde esta tarificación tiene efecto, se corroboró que la mayoría de los clientes están ligados al proceso de producción, razón por la que son los clientes asociados a la categoría 2 quienes tienen mayor presencia en el pago asociado a la tarificación. Por su parte, los clientes encuadrados en la categoría 1 asumen una porción ínfima de los costos distribuidos según el modelo de tarificación y por tanto tiene sentido que a ellos no apliquen criterios de eficiencia energética pues tanto su respuesta como su influencia serían casi despreciables.

El modelo de tarificación presenta distintos precios por energía y potencia en cada nivel de tensión presentes en las redes de distribución con que cuenta la faena minera. Dichos precios, se desprenden de la aplicación de ecuaciones de balance y factores de pérdidas de energía y potencia calculados de manera de recuperar todos los costos involucrados en la facturación. De este modo, el modelo entrega como resultado precios de nudo de energía y potencia en el punto de interconexión con la empresa generadora, a partir de los cuales se calculan los precios de energía y potencia en los distintos niveles de tensión referenciando los precios desde el punto de interconexión, a través de los factores de pérdidas medias de energía y potencia respectivamente.

Los resultados obtenidos en el horizonte de estudio, mostraron que los precios de nudo de energía y potencia eran inferiores a los precios de venta de la empresa generadora. Lo anterior era de esperar, ya que los precios de venta son solo una entrada al modelo de tarificación y sirven para que en función de ecuaciones de balance se determinen los precios en el punto de interconexión (precios de nudo de potencia y energía). De esta manera, los precios obtenidos en los distintos niveles de tensión son más similares a los precios de venta de la empresa generadora, y es que éstos constituyen los precios finales a aplicar a los distintos clientes en función de su ubicación dentro del sistema de distribución.

La faena minera en estudio presentaba la singularidad de disponer de dos sistemas de distribución bien diferenciados, aguas abajo del punto de interconexión con la empresa generadora. Luego, a partir de los precios de nudo de energía y potencia se conocieron los precios de energía y potencia al comienzo de cada una de estas redes de distribución. En particular, se constató de que la red de distribución más alejada del punto de interconexión con la empresa generadora, presentaba los mayores precios de energía y potencia, debido a la mayor magnitud de pérdidas de energía y potencia, respectivamente, asociadas al transporte y transmisión desde el punto de interconexión hacia la entrada de dichas redes de distribución.

El modelo de tarificación planteado toma en cuenta que los diversos grupos de consumidores utilizan distintas instalaciones con requerimientos variables de servicio, por lo tanto, con el objeto de reflejar adecuadamente el costo incurrido por éstos, se crearon dos estructuras tarifarias en función de su involucramiento con el proceso de producción.

Luego, los cargos que el modelo de tarificación contempla dependen de la categoría a la cual los clientes pertenecen. Esto es, mientras los clientes encuadrados en la categoría 1 (demandas fuera del proceso de producción) tienen un cargo por consumidor, un cargo variable (monómico) y un

cargo por energía reactiva; los clientes de la categoría 2 (demandas dentro del proceso de producción) están sujetos a la aplicación de un cargo por consumidor, un cargo por potencia demandada, un cargo por energía y un cargo por energía reactiva. Cabe mencionar, que la aplicación del cargo por potencia (a través del cargo variable para categoría 1 y cargo por potencia demandada en categoría 2) permite a su vez recuperar los costos de distribución, los cuales contemplan costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión adicional e internas de la faena minera.

El pago por energía entre los clientes se realiza a través de la medición de las lecturas de energía registradas durante el mes de facturación respectivo y el cargo por energía relativo al nivel de tensión y categoría correspondiente. Por su parte, el pago por potencia depende de la categoría a la que pertenece cada cliente: es decir, si el cliente está encuadrado en la categoría 1 entonces su pago por potencia se realizará a través de la lectura de energía y el factor de carga; mientras que si el cliente es de la categoría 2, entonces el pago se realiza a través de su potencia coincidente con la demanda máxima registrada por la faena minera, independiente del horario en el que ésta se registre.

El cargo variable o precio monómico aplicado sobre los clientes de la categoría 1, tiene unidades de [USD/MWh], debido a que a partir solo del registro de energía, se recuperan los costos incurridos por este tipo de consumidores en la compra de energía, potencia y uso de la red de distribución (internas y de transmisión adicional). Por esta razón, los costos variables de categoría 1 en los distintos niveles de tensión, resultaron ser mayores a los costos de energía de la categoría 2 en su símil de nivel de tensión.

Cabe destacar que el cargo por potencia demandada asociado a la categoría 2 presenta una componente por potencia de punta y otra por potencia de distribución. La primera de ellas se emplea para recuperar los costos incurridos en la compra de la potencia activa a facturar, por parte de la empresa generadora, mientras que la segunda es para recuperar los costos incurridos en la inversión, operación y mantenimiento de las redes de distribución internas (de propiedad de la faena minera) y de las redes de distribución adicional (de la empresa generadora).

En particular se observó que los cargos, ya sea variables (categoría 1) o de energía y potencia de punta (categoría 2) se incrementaban en la medida que éstos se refirieren a niveles de tensión cada vez menores, debido a que mientras más aguas abajo se encuentren los clientes asociados a un determinado nivel de tensión, éstos incurren en mayores pérdidas debidas al transporte y transformación para hacer llegar el suministro eléctrico a su destino. Con ello, los cargos por energía y potencia de punta se ven incrementados por el efecto conjunto de todos los factores de pérdidas medias desde el punto de interconexión con la empresa generadora hacia el nivel de tensión respectivo, y por tanto en la medida que el nivel de tensión esté más aguas abajo, entonces estará sujeto a la aplicación de más factores de pérdidas medias (todos mayores que la unidad), obteniéndose con ello cargos mayores.

Conforme a la metodología propuesta, los costos de distribución se distribuyen conforme a la aplicación de los cargos por potencia de distribución y las potencias máximas individuales de los clientes (categoría 2) y componente de distribución en cargo variable y lectura de energía (categoría 1). Esta propuesta responsabiliza a los clientes aguas abajo de una determinada red de distribución, de la utilización que eventualmente pudieran hacer de las redes aguas arriba de ellos. Luego, si un determinado nivel de tensión se desprende de otros niveles de tensión superiores, entonces los clientes asociados a el, tendrán que pagar los costos de distribución

asociados a su nivel de tensión y una fracción de los costos de distribución de las instalaciones aguas arriba que se utilizan para proveerle suministro eléctrico.

Dado que la distribución de los costos de distribución se realiza en función de las potencias máximas individuales, sigue que son los clientes con mayores potencias individuales quienes pagan una mayor proporción de esta componente, los cuales en el caso de la faena minera en estudio resultaron ser los clientes del nivel de 66 [kV].

La implementación de la metodología propuesta resultó tener un impacto positivo en la faena minera en estudio, debido a que se cubrieron diversas falencias que el antiguo sistema de tarificación contenía. De esta manera, se consiguió modelar un esquema de tarificación que fuera capaz de distribuir los distintos cargos conforme a criterios eléctricos, responsabilizando a cada cliente por su real incidencia en el consumo de electricidad, tomando en cuenta además la respectiva asignación de pérdidas de energía y potencia y agregando una iniciativa innovadora concerniente en la aplicación de criterios de eficiencia energética como señal tarifaria en la componente de energía eléctrica.

Los resultados mostraron que, siendo los clientes catalogados como eficientes o ineficientes, se pudo apreciar la redistribución de los pagos debidos a la componente de energía, pudiendo percibir la magnitud de las multas e incentivos a los que éstos debían ajustarse.

Las multas se calcularon a partir de la energía en exceso de una determinada área de producción, en base a un valor deseado de consumo de energía obtenido a partir de curvas de tendencia de índices de intensidad energética durante el horizonte de estudio. Para cada área ineficiente, dichas energías en exceso se valorizaron a un precio promedio de la energía, debido a que dentro de una misma área podrían eventualmente coexistir clientes asociados a distintos niveles de tensión.

Los resultados relativos a las multas dieron a conocer una relación directa entre la magnitud de las energías en exceso y monto de las multas. Además, se constató que el monto total de las multas no excedió en más de 5 [%] el pago total de la energía desprendido de la facturación. Ello da cuenta de que la influencia de los indicadores de eficiencia energética no distorsiona significativamente la distribución de los pagos por energía, pero sí es suficiente como para motivar a los clientes a buscar las consignas de operación para que sean catalogados como eficientes.

Si bien es cierto el enlace con los indicadores de eficiencia energética conlleva a la existencia de dos casos particulares, esto es, que para un determinado mes de facturación sean todos los clientes eficientes ó todos los clientes ineficientes; la aplicación de la metodología de tarificación en el horizonte de estudio fue tal que no se estuvo en presencia de ninguno estos casos excepcionales. No obstante, es importante destacar que aún cuando se esté en presencia de alguno de estos escenarios, la señal tarifaria sigue presente. Y es que si son todos los clientes eficientes, entonces no estarán sujetos a multas (conviene ser eficiente) y mientras sean todos ineficientes el monto a distribuir entre los eficientes se posterga hasta el mes de facturación siguiente en donde al menos se tenga un área eficiente (conviene buscar la eficiencia en los próximos meses).

Luego, la señal tarifaria implementada a través de los indicadores de eficiencia energética resultó tener una incidencia no despreciable sobre las distintas áreas de producción y constituye un mecanismo válido para motivar a los clientes a tener una operación más eficiente conforme a criterios de racionalidad económica.

La comparación entre el modelo de tarificación propuesto y la metodología anterior de tarificación resultó mostrar una brecha no despreciable, sobre todo en lo que concierne a la distribución de los pagos por la potencia activa a facturar, pues según la metodología anterior, éstos debían distribuirse a prorrata de los consumos de energía respectivos, sin embargo, la metodología propuesta dio cuenta de que con esta iniciativa los clientes en el nivel de 66 [kV] estaban siendo beneficiados, debido a la distorsión en el pago incurrido por los clientes asociados a los otros niveles de tensión. Ello da cuenta de la presencia de subsidios cruzados, de lo que se desprende una propuesta de tarificación poco confiable.

El esquema propuesto toma en cuenta los factores de coincidencia de cada nivel de tensión con el sistema, de manera que la coincidencia de cada nivel de tensión asociada a cada una de las categorías presentes, influya sobre la distribución asociada al pago de potencia activa.

En lo que respecta a la diferencia de la distribución asociada al pago de energía activa, se pudo apreciar que al considerar el efecto de los factores de pérdidas medias de energía para referenciar los precios desde el punto de interconexión con la empresa generadora hacia los niveles de tensión aguas abajo, se obtuvo un mayor pago por parte de los clientes de 15 [kV], mientras que aquellos asociados a los niveles de 23 y 66 [kV] se benefician del efecto contrario.

El hecho de considerar la distribución del costo de la autogeneración entre todos los clientes de la faena minera, reviste una característica de gran relevancia respecto a la metodología anterior, en donde las áreas que disponían de autogeneración debían pagar en forma íntegra la energía inyectada por sus grupos electrógenos. Así pues, la metodología propuesta amortigua en gran medida el mayor pago de esta autogeneración, y a la vez detiene el subsidio cruzado que permitía que ciertas áreas se beneficiaran en forma gratuita del menor pago por potencia debido al empleo de generación propia durante horas de punta.

En definitiva, una mirada general a la proporción del pago total asociada a cada componente del modelo de tarificación, permitió apreciar que la distribución de los costos es tal que la mayor parte del pago va destinado a cubrir los costos incurridos por el pago por energía activa, seguido por el pago por potencia de punta, costos de distribución de transmisión adicional, costos de distribución de redes internas y finalmente energía reactiva.

Es sabido que las faenas mineras buscan reflejar, en sus contratos de suministro eléctrico de largo plazo, el deseo de que sus gastos no varíen en forma brusca y aleatoria de manera de poder proyectar decisiones respecto a su negocio de comercialización. Y en este sentido, la metodología de tarificación expuesta, entrega precios lo suficientemente estables para no contrariar este precepto, aún cuando en ellos se han adjuntado componentes innovadoras como por ejemplo el pago debido a la generación propia para recortar la punta del sistema.

Y es que se pudo constatar que aún cuando se toma en cuenta la distribución del costo asociado a la autogeneración, los precios resultantes en los distintos niveles de tensión no varían significativamente, razón por la que esta propuesta no impone una variación abrupta en los precios de energía que pudieran conllevar al rechazo por parte de los clientes. Además, el esquema de tarificación proporciona una herramienta con la cual las faenas mineras pueden analizar los escenarios de autogeneración que se planteen, pudiendo prever los mayores precios de energía que afectarían a los clientes.

El análisis de factibilidad técnico económico, sobre la autogeneración, se centró en la separación de dos periodos en función de los meses a lo largo del año. De esta manera, se distinguió un escenario correspondiente al periodo de punta entre los meses de mayo a septiembre, de otro correspondiente al periodo fuera de punta entre los meses de octubre y abril. En el primero de ellos, los clientes están sujetos a un mayor pago por energía (debido a la distribución del costo de energía asociado a la autogeneración) y a un menor pago por potencia (debido al recorte de punta obtenido). A su vez, en el segundo periodo los clientes son beneficiados del menor pago por potencia debido a la autogeneración durante el primer periodo (la potencia activa a facturar en los meses fuera de punta se calcula como el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta del periodo de punta de los últimos doce meses incluido el mes que se factura).

Con ello, se mostró que para la faena minera en estudio los beneficios eran mayores a los costos, por cuanto la estrategia de la autogeneración es factible. Nótese que para este caso, los costos resultaron ser aproximadamente un 73 % de los beneficios, razón por la que aún existe un margen no despreciable en el que se podría incorporar más grupos electrógenos para contribuir aún más a la autogeneración durante las horas de punta. Notar que en particular si los beneficios fueran iguales a los costos, entonces la faena minera sería indiferente a la implementación de esta estrategia de operación. Por el contrario, si los costos fueran mayores a los beneficios, entonces la estrategia de autogeneración no es conducente, y por tanto habría que buscar la combinación de las unidades de autogeneración que generara el efecto contrario.

En este sentido debido a que existen infinitas soluciones que generen beneficios igual a los costos, que conduzcan a la indiferencia por parte de la faena minera, no tiene sentido proponer una “autogeneración máxima” que la faena pudiera implementar, y es que dependerá de la ubicación (derrateo por altura) y de la disponibilidad de un determinado equipo electrógeno si la autogeneración es o no factible. No obstante, el modelo permite introducir la combinación de las unidades de autogeneración que se quiera, de manera de validar una determinada estrategia de autogeneración.

A este respecto es importante destacar que si la estrategia de autogeneración es validada, en el sentido que los beneficios causados son mayores que los costos incurridos, entonces este modelo proporciona en términos cuantitativos seguridad a los clientes, puesto que éstos estarán al tanto de que si bien se incurren en mayores costos durante los meses que contienen horas de punta; serán beneficiados del efecto contrario en los meses que no contienen horas de punta. Ello puede ser de gran utilidad, sobre todo si se presentan casos en los que la autogeneración implica costos por energía mayores a su máxima disposición a pagar, puesto que este malestar será sólo momentáneo y se tendrá certeza de que en los meses venideros se obtendrán más beneficios que los costos incurridos.

El análisis de factibilidad técnico económica mostró que en el escenario de meses dentro del periodo de punta (mayo- septiembre), se obtenían más costos que beneficios, esto es, el mayor costo de la autogeneración propia era mayor que el beneficio que ésta causaba para recortar la punta del sistema. No obstante, los beneficios obtenidos durante el escenario de meses fuera del periodo de punta (octubre- abril) revierte esta situación, dando cuenta de que en definitiva la estrategia de autogeneración planteada es factible.

Así mismo, el modelo proporciona una herramienta que podría ser de gran utilidad para estudiar propuestas contractuales con la empresa generadora. Y es que a partir de un sondeo a los distintos

clientes, se podría conocer cuál es la máxima disposición a pagar por éstos en sus respectivos niveles de tensión, de manera de estimar un precio límite de compra de energía y/o potencia en el punto de interconexión con la empresa generadora.

Se apreció la importancia de mantener el sistema de medición de energía en buenas condiciones, ya que en la medida que se tengan lecturas menos fehacientes se tendrán mayores precios que conlleven al cumplimiento de las ecuaciones de balance respectivas. Ello claramente tendría un impacto negativo en toda la faena, ya que los consumos no registrados tendrían que ser absorbidos por el resto de los clientes a través de un mayor precio por energía.

Como variables propuestas del modelo se pueden citar la aplicación de una tarifa horaria de energía; tarificación por energía reactiva y la incidencia de índices de eficiencia de potencia de punta que den cuenta del impacto de las áreas de producción en la demanda máxima del sistema.

Las tarifas horarias dan señales económicas claras a los usuarios para hacer un uso más racional de la electricidad, implicando una mayor disciplina en el uso de la energía, lo que se puede satisfacer con equipos de control energético. Este tipo de tarifas permite reflejar los costos que para las entidades generadoras representa el proveer electricidad en horas de punta, en donde éstas tienen que tener un mayor número de plantas en operación.

Una tarificación con discriminación horaria podría llevarse a cabo mediante un esquema de cargos de energía aplicables en distintos periodos horarios, como por ejemplo bloque alto, medio y bajo. Sin embargo, su puesta en marcha dependerá en gran medida de la modalidad de contrato con la que se cuente, debido a que en caso de no disponer de precios de energía variables, su incorporación en forma independiente resulta difícil debido a la falta de información.

Si bien la incorporación de una tarificación de energía reactiva constituiría un complemento de gran trascendencia conceptual para el modelo, la relación costo/ beneficio debida a su implementación es muy grande. Y es que, se pudo constatar que el pago debido a este ítem es ínfimo en relación a las otras componentes de la tarificación que se modelaron con más detalle. Por esta razón, de manera simplificatoria, se ha adoptado que la distribución del pago de ésta, se realice a prorrata de los consumos de energía.

Esta propuesta claramente va en desmedro de áreas de producción que por ejemplo hayan invertido en condensadores o que cuenten con generadores síncronos que inyecten reactivos a la red. No obstante, es evidente que su incorporación al modelo requiere de fuentes más detalladas de información y de estudios de simulación en programas de flujos de potencia, lo cual está fuera del alcance del presente estudio.

Por otro lado, sería pertinente también contar con indicadores de eficiencia de potencia de punta, que incidan sobre los precios de compra de potencia de punta del sistema, que reflejen el impacto de las áreas de producción en el uso de las redes de distribución. De esta manera, se induciría a que la demanda de las áreas de producción fuera más estables en el tiempo, reflejándose a través de factores de coincidencia menores (factores de diversidad mayores).

La fundamentación teórica de los resultados y su validez práctica dan cuenta de que la implementación del modelo de tarificación propuesto, persigue los objetivos buscados de una manera real y concreta, basada es los principios fundamentales de una adecuada tarificación. En particular, la estructura tarifaria propuesta es lo suficientemente simple y comprensible como

para permitir que los consumidores capten las señales de precios involucradas, sin provocar el rechazo por parte de éstos debido a la inexistencia de arbitrariedades impuesta a priori.

En definitiva la vinculación de indicadores de eficiencia en un esquema de tarificación eléctrica, constituye una mejora práctica tanto desde el punto de vista de la administración de la actividad de distribución como del mejoramiento de eficiencia energética en minería, la cual es una tarea que requiere continuidad en su desarrollo, congruencia de objetivos, actividades y acciones en las cuales se requiere la participación conjunta de todos los actores de la industria.

REFERENCIAS

- [1] **Mallika Nanduri**, “An assessment of Energy Intensity indicators and their role as policy making tools, Concordia University, Canada, 1996.
- [2] **Hermansen Cristian**, “Incorporación de conceptos tarifarios en diseño de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Universidad de Chile, 1990.
- [3] **Comisión Económica para América latina y el Caribe**, Istmo Centroamericano: La regulación de la distribución de energía eléctrica en los países con empresas privadas, CEPAL, julio 2002.
- [4] **Beas Ernesto**, “Experiencias Operacionales y Mantenimiento Planta SAG El Teniente”, Codelco Chile.
- [5] **Akihiko Akada**, “Effective energy utilization on Japanese cooper smelters”, Sumitomo Metal Mining Co. Ltd., Japan.
- [6] **Zavala Norberto**, “Remarks on the execution of an energy efficiency programme in Mexico Minera Autlan’s Molango Mining unit”, Compañía Minera Autlán.
- [7] **Pimentel Sara**, “Energy consumption of the Chilean copper mining sector 1992-2000”, Comisión Chilena del Cobre.
- [8] **Desbiens André**, Using control for adding value to energy efficiency of mineral processing plants, Laboratoire d’observation et d’optimisation des procédés.
- [9] **Sánchez Fernando.**, Workshop on improving energy efficiency in the mining industry of the APEC countries.
- [10] **Ejesa**, “Estudio de Red Adaptada: VNR y pérdidas de energía, Quantum, mayo 2006.
- [11] **Comisión Nacional de la Energía**, “Índices de Eficiencia Energética en Chile Tendencias en el Sector Industrial y Minero 1990- 1999”, Gobierno de Chile, Marzo 2002.
- [12] **Comisión Nacional de la Energía**, “Estimación del Potencial de ahorro de Energía mediante mejoramientos de la eficiencia energética de los distintos sectores del consumo en Chile, Gobierno de Chile, Octubre de 2004.
- [13] **Programa de Estudios e Investigaciones en Energía**, “Análisis Comparativo sobre el uso Eficiente de la Energía en la Minería de la APEC, Benchmarking de países de la APEC”, diciembre de 2004.
- [14] **Pimentel Sara, Santic Pedro**, “Coeficientes unitarios de Consumo de Energía de la Minería del Cobre 1995-2004”, Unidad de Asuntos Internacionales y Medio Ambiente, diciembre 2005.

- [15] **Comisión Chilena del Cobre**, “Consumos de Energía en la Minería del Cobre 1990-1998”, septiembre de 2001.
- [16] **Congreso Nacional de la República de Bolivia**, “Ley N° 1604 de Electricidad”, 1994.
- [17] **Congreso Nacional de la República de Bolivia**, “Decreto Supremo N° 26094”, 2001.
- [18] **Nacional de la República de Bolivia**, “Decreto Supremo N° 27302”, 2003.
- [19] **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía**, “Ley de electrificación rural y de localidades aisladas y de frontera”, mayo 2002.
- [20] **Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones**, “Ley General de Electricidad”, El Salvador, 1996.
- [21] **Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones**, “Reglamento de la Ley General de Electricidad”, El Salvador, 1997.
- [22] **Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones**, “Metodología para la determinación del cargo de atención al cliente”, El Salvador, 2006.
- [23] **Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones**, “Normas para determinación del precio ajustado de la energía a trasladar a clientes”, El Salvador, 2006.
- [24] **Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones**, “Normas para la determinación de los cargos por el uso de las redes de distribución”, El Salvador, 2006.
- [25] **Comisión Nacional de la Energía**, “Fijación de Precios de Nudo octubre de 2006 SIC”, Gobierno de Chile, octubre de 2006.
- [26] **Comisión Nacional de la Energía**, “Fijación de Precios de Nudo abril de 2007 SIC”, Gobierno de Chile, octubre de 2007.

Apéndice A: Características y Parámetros de Líneas de Transmisión.

A.1 Nivel de Tensión de 220 [kV]

Tramo	Pto. Inyección- LT	LT- Maitenes	S/E La Ermita- S/E Maitenes
Nombre código	AAAC Flint	AAAC Flint	ACSR Drake
Longitud [km]	17,0348	42,2819	8,8
Parámetros Sec positiva [Ω /km]	0,0997+ j0,4110	0,0997+ j0,4110	0,0784+ j0,356

A.2 Nivel de Tensión de 66 [kv]

Tramo	Maitenes-S/E SF	Arranque Línea 1- PHI	Maitenes- SF
Nombre código	Cu 3/0 AWG	Cu 3/0 AWG	ACSR Partridge
Longitud [km]	15,2	0,2	15,2
Parámetros Sec positiva [Ω /km]	0,23+ j0,42	0,23+ j0,42	0,24+ j0,42

Tramo	Maitenes- SF	SF- S/E Mina 2	S/E Mina 2- S/E SAG 1
Nombre código	ACSR Partridge	ACSR Partridge	ACSR Partridge
Longitud [km]	15,2	6	2,5
Parámetros Sec positiva [Ω /km]	0,24+ j0,42	0,24+ j0,42	0,24+ j0,42

Tramo	SF- S/E SAG 1
Nombre código	Cu 3/0 AEG
Longitud [km]	7,4
Parámetros Sec positiva [Ω /km]	0,23+ j0,42

A.3 Nivel de Tensión de 15 [kV]

Tramo	S/E PHI- Seccionador Hotel	S/E PHI- Pérez Caldera	Pérez Caldera- S/E SF
Nombre código	Cu 3/0 AWG	2 AWG	3*1 AWG
Longitud [km]	3	2,7	0,02
Parámetros Sec positiva [Ω /km]	0,23+ j0,42	0,5905+ j0,45	1,482+ j0,342

Tramo	S/E SF- Alimentador N°1	S/E SF- Alimentador N°2	Infiernillo
Nombre código	3*1 AWG	3*1 AWG	Cu 3/0 AWG
Longitud [km]	0,5	0,5	1
Parámetros Sec positiva [Ω /km]	1,482+ j0,342	1,482+ j0,342	0,23+ j0,42

Tramo	Donoso	S/E SF- Riecillos 3050
Nombre código	Cu 3/0 AWG y 1/0 AWG	ACSR Cochín y 2/0 AWG
Longitud [km]	3,2	14,565
Parámetros Sec positiva [Ω /km]	0,23+ j0,42	0,328+ j0,3050

Tramo	S/E SF- Riecillos 3050	Riecillos 3050- Riecillos 2700
Nombre código	ACSR Cochín y 2/0 AWG	4/0 AWG
Longitud [km]	14,706	4,6
Parámetros Sec positiva [Ω/km]	0,328+ j0,3050	0,196+ j0,107

A.4 Nivel de Tensión de 23 [kV]

Tramo	Línea Planta N°1.1	Línea Planta N°1.2	Línea Planta N°1.3
Nombre código	XAT 500 [MCM]	Cu 3/0 AWG	XAT 500 [MCM]
Longitud [km]	0,13	0,23	0,45
Parámetros Sec positiva [Ω/km]	0,089+ j0,228	0,247+ j0,101	0,089+ j0,228

Tramo	Línea Planta N°1.4	Línea Planta N°1.5	Línea Planta N°1.6
Nombre código	AAAC Anaheim	AAAC Anaheim	AAAC Anaheim
Longitud [km]	0,8	18,7	2
Parámetros Sec positiva [Ω/km]	0,4708+ j0,3448	0,4708+ j0,3448	0,4708+ j0,3448

Tramo	Línea Planta N°1.7	Línea Planta N°2.1	Línea Planta N°2.2
Nombre código	Cu 1/0 AWG	XAT 500 [MCM]	Cu 3/0 AWG
Longitud [km]	3,4	0,13	0,23
Parámetros Sec positiva [Ω/km]	0,494+ j0,114	0,089+ j0,228	0,247+ j0,101

Tramo	Línea Planta N°2.3	S/E LT- TR01	TR01- S/E Pta. Intermedia
Nombre código	XAT 500 [MCM]	Cu 3/0 AWG	Cu 2/0 AWG
Longitud [km]	0,45	0,23	2,2
Parámetros Sec positiva [Ω/km]	0,089+ j0,228	0,247+ j0,101	0,342+ j0,107

Tramo	S/E Pta. Intermedia- S/E Balsas	S/E Balsas- S/E ciclones
Nombre código	Cu 2 AWG	Cu 2 AWG
Longitud [km]	1,5	1,7
Parámetros Sec positiva [Ω/km]	0,669+ j0,119	0,669+ j0,119

Tramo	S/E ciclones- S/E Dren	S/E Dren- S/E Muro
Nombre código	Cu 2 AWG	Cu 2 AWG
Longitud [km]	1,2	1,5
Parámetros Sec positiva [Ω/km]	0,669+ j0,119	0,669+ j0,119

Apéndice B: Valorización de instalaciones

Se valorizaron líneas de transmisión, postaciones y transformadores, asociados a los distintos niveles de tensión presentes en la Faena, de manera de tener información fehaciente con respecto al costo de las instalaciones de las que se dispone.

En lo que respecta al levantamiento de las líneas de transmisión, se debe considerar como principales parámetros, los siguientes:

- Tensión Nominal de transmisión
- Número de circuitos
- Longitud y ubicación del trazado
- Magnitud de potencia a transmitir

De esta manera, es posible confeccionar un costo estimado de las instalaciones, que considere parámetros básicos como:

- Materiales de los conductores
- Sección y número de conductores por fase

Variables como costos del proyecto de puesta en marcha, costo de servidumbres y costos de construcción, no serán tomadas en cuenta en el presente estudio, pues éstas se considerarán costos hundidos de la inversión.

En cuanto al valor de las estructuras usadas como soporte de las líneas de transmisión, se identificaron dos tipos de estructuras: las estructuras de suspensión y las estructuras de anclaje. Las primeras se emplean en los tramos rectos de las líneas, donde deben resistir básicamente el peso de los conductores (más algún esfuerzo lateral de viento); mientras que las estructuras de anclaje, se ubican en los quiebres del trazado de la línea, o en los cruces de camino, las que además del peso deben sortear las distintas combinaciones de esfuerzos que se pueden producir por efecto del viento, hielo o nieve sobre los conductores, o por la cortadura de alguno de ellos.

Las torres son usualmente de acero galvanizado, pero en tensiones más bajas es posible implementar postes de hormigón. Lo anterior, sujeto a las condiciones climáticas y geográficas de la zona en donde se desean instalar.

Para cada nivel de tensión hay asociada un determinado tipo de estructura. Es claro que la estructura de soporte de las líneas de Alta tensión depende tanto del conductor que ésta soportara y de los factores climáticos que incidirán en el esfuerzo mecánico bajo el cual la estructura estará sometida. De esta manera, se pueden distinguir los siguientes tipos de estructuras:

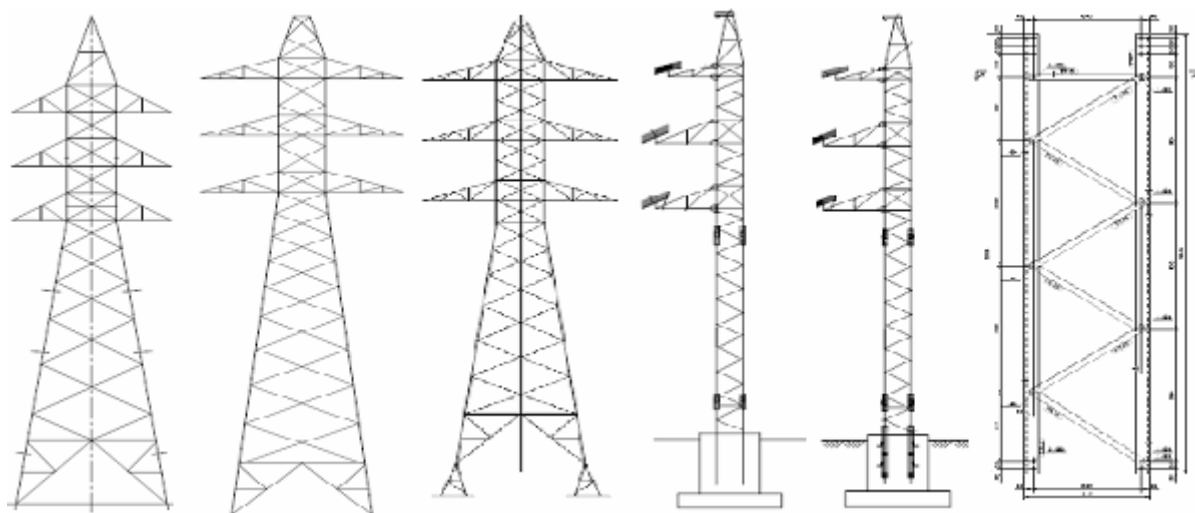


Figura B. 1: Tipos de torre (de izquierda a derecha): Torre tipo D1, torre tipo A1, tipo C1, poste de suspensión tipo E, poste de anclaje tipo E (66 [kV]); torre tipo Reina (23 y 15 [kV])

El sistema en nivel de tensión 23 [kV] está principalmente constituido por postes de concreto, salvo en el último trazado de la línea planta N° 1 al llegar a la Estación de Bombeo N° 4, en donde las últimas 20 estructuras corresponden a torres tipo Reina.

El sistema en 15 [kV], está constituido por distintas torres y postaciones de concreto de tipo transversal y escuela. El trazado se encuentra principalmente soportado por torres tipo Reina, equivalentes a las presentadas para el nivel de 23 [kV]. Sin embargo, existen sectores, por ejemplo en Riecillos, en que se pueden distinguir torres tipo S2 y A2; R1; S1 y A1 y tipo E. El resumen del peso correspondiente a cada estructura se detalla a continuación:

Tabla B. 1: Peso total estructuras para los distintos niveles de tensión (incluye estructura, pernos y golillas)

Nivel de Tensión [kV]	Tipo de Estructura	Peso Total [kg]
220	Torre A1+5	4789,7
	Torre D	7400
66	Torre A1+0	3390,7
	Torre C1	7300
	Torre D1	7400
	Torre F1	2420,4
	Poste Anclaje Tipo EE	366,4
	Poste Suspensión Tipo EE	264,9
23	Torre Reina	853
15	Torre Reina	853
	S2 y A2	1564,66
	R1	944,1
	S1 y A1	1394,07
	E	1982,84

Teniendo en cuenta lo anterior, el detalle de los costos de inversión de cada uno de los tramos de las instalaciones correspondientes a la Faena Minera, así como de los transformadores con que se cuenta, es como sigue:

B.1 Costo de Inversión transmisión 66 [kV]

	Unidad	Línea 1	Línea 4	Línea 5	Arranque Línea 1	Línea 2	Línea 3
Tipo de conductor		Cu 3/0 AWG	ACSR Partridge	ACSR Partridge	Cu 3/0 AWG	ACSR Partridge	Cu 3/0 AWG
Costo conductor	[USD]	513456	62130	62130	6756	35419	249972
Torres de suspensión	[USD]	522268	438797	321419	33907	59337	33907
Torres de anclaje	[USD]	199163	231940	346750	0	187581	275000
Portales (suspensión y/o anclaje)	[USD]	33907	70657	0	0	0	73000
Postes (suspensión y/o anclaje)	[USD]	0	2649	0	0	0	2649
Cadenas de suspensión	[USD]	14400	11700	6975	900	6525	3150
Cadenas de anclaje	[USD]	12000	13800	17400	0	4200	9000
Tirantes	[USD]	16000	18400	23200	0	5600	12000
Muertos de anclaje	[USD]	25000	28750	36250	0	8750	18750
TOTAL	[USD]	1336193	878823	814124	41563	307412	677428

B.2 Costos de Inversión transmisión 15 [kV]

	Unidad	LAT 08	LAT 09.A	LAT 09.B	LAT 24	LAT 25
Tipo de conductor		Cu 3/0 AWG	Cu 3/0 AWG	Cu 3*1 AWG (subt.)	Cu 3*1 AWG (subt.)	Cu 3*1 AWG (subt.)
Costo conductor	[USD]	101340	91206	600	15000	15000
Torres de suspensión	[USD]	9510	6398	0	0	0
Torres de anclaje	[USD]	59710	10663	0	0	0
Portales (suspensión y/o anclaje)	[USD]	17913	17913	0	0	0
Postes (suspensión y/o anclaje)	[USD]	21736	2860	0	0	0
Cadenas de suspensión	[USD]	6525	1800	0	0	0
Cadenas de anclaje	[USD]	41400	8400	0	0	0
Tirantes	[USD]	55200	11200	0	0	0
Muertos de anclaje	[USD]	86250	17500	0	0	0
Mufas (Union y terminación)	[USD]	0	0	200	450	450
Estacas intermedias	[USD]	0	0	6	6	6
TOTAL	[USD]	399584	167939	806	15456	15456

	Infiernillo	Donoso	LAT 18	LAT 21	Riecillos 3050- 2700
Tipo de conductor	Cu 3/0 AWG	Cu 3/0 AWG	ACSR Cochín+2/0 AWG	ACSR Cochín+2/0 AWG	Cu 4/0 AWG
Costo conductor	33780	108096	315266	321349	621000
Torres de suspensión	21325	85300	102360	64955	29855
Torres de anclaje	0	0	78903	4265	2133
Portales (suspensión y/o anclaje)	0	0	13435	111956	53739
Postes (suspensión y/o anclaje)	0	0	0	0	0
Cadenas de suspensión	2250	9000	10800	7200	3600
Cadenas de anclaje	0	0	24000	15000	6600
Tirantes	0	0	32000	20000	8800
Muertos de anclaje	0	0	50000	31250	13750
Mufas (Union y terminación)	0	0	0	0	0
Estacas intermedias	0	0	0	0	0
TOTAL	57355	202396	311497	254626	118476

B.3 Costo de Inversión transmisión 23 [kV]

	Unidad	Planta N°1.1	Planta N°1.2	Planta N°1.3	Planta N°1.4
Tipo de conductor		XAT 500 MCM (subt.)	Cu 3/0 AWG	XAT 500 MCM (subt.)	AAAC Anaheim
Costo conductor	[USD]	23400	7769	81000	26400
Torres de suspensión	[USD]	0	0	0	0
Torres de anclaje	[USD]	0	0	0	0
Portales (suspensión y/o anclaje)	[USD]	0	0	0	0
Postes (suspensión y/o anclaje)	[USD]	0	1397	0	2574
Cadenas de suspensión	[USD]	0	675	0	1125
Cadenas de anclaje	[USD]	0	1200	0	2400
Tirantes	[USD]	0	1600	0	3200
Muertos de anclaje	[USD]	0	2500	0	5000
Mufas (Union y terminación)	[USD]	500	0	800	0
Estacas intermedias	[USD]	6	0	6	0
TOTAL	[USD]	23906	15174	81806	40699

	Unidad	Planta N°1.5	Planta N°1.6	Planta N°1.7	Planta N°2.1
Tipo de conductor		AAAC Anaheim	AAAC Anaheim	Cu 1/0 AWG	XAT 500 MCM (subt.)
Costo conductor	[USD]	617100	66000	633114	23400
Torres de suspensión	[USD]	0	0	21325	0
Torres de anclaje	[USD]	0	0	21325	0
Portales (suspensión y/o anclaje)	[USD]	0	0	0	0
Postes (suspensión y/o anclaje)	[USD]	33462	4004	0	0
Cadenas de suspensión	[USD]	1200	150	2250	0
Cadenas de anclaje	[USD]	4300	500	6000	0
Tirantes	[USD]	5700	700	8000	0
Muertos de anclaje	[USD]	8750	1250	12500	0
Mufas (Union y terminación)	[USD]	0	0	0	500
Estacas intermedias	[USD]	0	0	0	6
TOTAL	[USD]	670512	72604	704514	23906

	Unidad	Planta N°2.2	Planta N°2.3	S/E LT-TR01	Tranque I	Tranque II
Tipo de conductor		Cu 3/0 AWG	XAT 500 MCM (subt.)	Cu 3/0 AWG	Cu 2/0 AWG+ Cu 2 AWG	Cu 2 AWG
Costo conductor	[USD]	7769	81000	7769	1395450	231520
Torres de suspensión	[USD]	0	0	0	0	0
Torres de anclaje	[USD]	0	0	0	0	0
Portales (suspensión y/o anclaje)	[USD]	0	0	0	9152	0
Postes (suspensión y/o anclaje)	[USD]	1430	0	1430	34892	13442
Cadenas de suspensión	[USD]	675	0	675	19125	6525
Cadenas de anclaje	[USD]	1200	0	1200	31800	10800
Tirantes	[USD]	1600	0	1600	42400	14400
Muertos de anclaje	[USD]	2500	0	2500	66250	22500
Mufas (Union y terminación)	[USD]	0	800	0	0	0
Estacas intermedias	[USD]	0	6	0	0	0
TOTAL	[USD]	15174	81806	15174	1599069	299187

B.4 Costos Inversión Transformadores

220/66 [kV]	Ubicación	Capacidad Nominal [MVA]	Nivel de Voltaje [kV]	Conexión	Marca	Costo [USD]
TRF03	S/E Maitenes	40/60	220/66/15	YNynd1	ASEA BROWN BOVERI	1425000
TRF04	S/E Maitenes	40/60	220/66/15	YNynd1	ASEA BROWN BOVERI	1425000
TRF14	S/E Maitenes	40/60	220/66/15	YNynd1	Trafo. Equipamientos Eléctricos S.A.	1095000

66/15 [kV]		Capacidad Nominal [MVA]	Nivel de Voltaje [kV]	Conexión	Marca	Costo [USD]
TRF15	S/E San Francisco	25/30	66/15	Dy	Trafo. Equipamientos Eléctricos S.A.	425000
TRF16	S/E San Francisco	25/30	66/15	Dy	Trafo. Equipamientos Eléctricos S.A.	425000
TRF55	S/E P.H.I.	20/25	66/15	Dyn1	RHONA	352000
TRF18	S/E Mina 2	15/20	66/15	Dyn1	Trafo. Equipamientos Eléctricos S.A.	280000

B.5 Cálculo AVNR Octubre 2006- Marzo 2007

		CPI	
Datos Originales	ene-04	jun-03	183,7
Datos a	oct-06	mar-06	199,8
		Indexador	1,087643

Red de Distribución	Nivel de tensión	Costos Líneas de Tx [USD]	Costos Transformadores [USD]	VNR [USD]	VNR indexado [USD]	Vida útil [años]	Tasa de retorno	AVNR [USD]
Los Bronces	66 [kV]	4055543	3945000	8.000.543	8.701.734	30	10%	923.073
Los Bronces	15 [kV]	2801207	1482000	4.283.207	4.658.600	30	10%	494.181
Las Tórtolas	23 [kV]	3643532	0	3.643.532	3.962.861	30	10%	420.377

B.6 Cálculo AVNR Abril 2007- Septiembre 2007

		CPI	
Datos Originales	ene-04	jun-03	183,7
Datos a	abr-07	sep-06	202,9
		Indexador	1,104518

Red de Distribución	Nivel de tensión	Costos Líneas de Tx [USD]	Costos Transformadores [USD]	VNR [USD]	VNR indexado [USD]	Vida útil [años]	Tasa de retorno	AVNR [USD]
Los Bronces	66 [kV]	4055543	3945000	8.000.543	8.836.746	30	10%	937.395
Los Bronces	15 [kV]	2801207	1482000	4.283.207	4.730.880	30	10%	501.848
Las Tórtolas	23 [kV]	3643532		3.643.532	4.024.347	30	10%	426.900

Apéndice C: Balance de Potencia por Área de la Faena Minera

	Nº	Barra	Red [kV]	IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]
PLANTA LOS BRONCES	1	C1	66	IE1	Chancador Primario		0,95	0,74	0,60
	2	C1	66	IE1	Molino SAG 1	2 Motores	1,00	0,74	6,94
	3	C1	66	IE1	Molino Bolas 1	1 Motor	1,00	0,74	6,45
	4	C1	66	IE1	Molino SAG 2	2 Motores	1,00	0,74	12,90
	5	C1	66	IE1	Molino Bolas 2	1 Motor	1,00	0,74	6,45
	6	C1	66	IE1	Molienda Molino Bolas 3	2 Motores	1,00	0,74	14,38
		C1	66	IE1		2 hidrociclones	0,9	0,74	5,36
		C1	66	IE1		2 bombas de traspaso	0,9	0,74	1,19
	7	C1	66	IE1	Clasificación Línea 1	2 bombas	0,87	0,74	1,19
	8	C1	66	IE1	Clasificación Línea 2	2 bombas	0,87	0,74	1,19
	9	C1	66	IE1	Equipos Auxiliares Línea 1 (Nuevo)	2 bombas Thomas	0,9	0,74	1,19
	10	C1	66	IE1	Equipos Auxiliares Línea 2 (Nuevo)	2 bombas Thomas	0,9	0,74	1,19
	11	C1	66	IE1	Chancado de Pebbles	3 motores	0,90	0,74	1,16
12	C1	66	IE1	Espesaje		0,90	0,74	0,20	
13	C1	66	IE1	Planta de Cal	9 motores	0,90	0,74	0,54	
TOTAL									60,92

	Nº	Barra	Red [kV]	IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]
STP/ SSA	14	C1	66	IE2	Planta Elevadora Embalse Los Bronces	6 bombas	0,93	0,74	1,19
	15	C1	66	IE2	Planta Elevadora Espesadores Los Bronces	4 bombas	0,93	0,74	0,60
	16	C7	15	IE2	Planta Elevadora Principal- STP	6 bombas	0,93	0,86	2,51
	17	C7	15	IE2	Bombeo Balsa-STP	6 bombas	0,93	0,86	0,83
	18	C3	15	IE2	Planta Elevadora Romana	3 bombas	0,91	0,82	4,29
		C3	15	IE2		2 bombas	0,91	0,82	3,30
	19	C4	15	IE2	Bombeo Riecillos 3050- 1 y 3050- 2 (STP)	8 bombas	0,91	0,795	5,54
	20	C5	15	IE2	Bombeo Riecillos 2700 (STP)	4 Bombas	0,91	0,83	2,89
	21	C1	66	IE2	Planta Elevadora Agua Clara	2 bombas	0,95	0,74	0,25
	22	C1	66	IE2	Holding Tanks	2 Agitadores	0,95	0,74	0,36
	23	C8	15	IE2	Bombas P.H.I.(Nuevo)-STP	7 bombas	0,96	0,865	2,42
	24	C8	15	IE2	SS.AA. P.H.I.- STP	Puente Grúa y Alumbrado	0,96	0,865	0,86
	25	C14	23	IE2	Bombeo desde L.T. -STP	Estación Bbo N°1	0,89	1	3,49
		C15	23	IE2		Estación Bbo N°2	0,89	0,9843	3,43
		C16	23	IE2		Estación Bbo N°3	0,89	0,9266	3,23
		C17	23	IE2		Estación Bbo N°4	0,89	0,8684	3,03
	26	C9	15	IE2	Bombas Mina (Nuevo)	8 bombas	0,91	0,755	0,73
27	C6	15	IE2	Impulsión Ortiga (Nuevo)	3 bombas	0,95	0,82	0,25	
TOTAL									39,18

	N°	Barra		IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]	
STR Y REPULPEO	28	C7	15	IE9	Draga Santa Bárbara		0,93	0,86	2,48	
	29	C7	15	IE9	Draga San Lorenzo		0,93	0,86	2,48	
	30	C14	23	IE9	Bombeo desde L.T. -STR	Estación Bbo N°1	0,89	1	3,49	
		C15	23	IE9		Estación Bbo N°2	0,89	0,9843	3,43	
		C16	23	IE9		Estación Bbo N°3	0,89	0,9266	3,23	
		C17	23	IE9		Estación Bbo N°4	0,89	0,8684	3,03	
	31	C8	15	IE9	Bombas P.H.I. (Nuevo)- STR	7 bombas	0,96	0,865	2,42	
	32	C8	15	IE9	SS.AA. P.H.I.- STR	Puente Grúa y Alumbrado	0,96	0,865	0,86	
	33	C6	15	IE9	Espesador San Francisco		0,97	0,82	0,37	
	34	C7	15	IE9	Impulsión Dren	4 bombas	0,81	0,86	0,92	
	35	C7	15	IE9	Planta Elevadora Principal-STR	6 bombas	0,93	0,86	2,51	
	36	C7	15	IE9	Bombeo Balsa-STR	6 bombas	0,93	0,86	0,83	
	37	C4	15	IE9	Bombeo Riecillos 3050- 1 y 3050- 2 (STR)	8 bombas	0,91	0,795	5,54	
	38	C5	15	IE9	Bombeo Riecillos 2700 (STR)	4 Bombas	0,91	0,83	2,89	
	TOTAL									34,47

	N°	Barra		IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]
	39	C1	66	IE1	Mantenimiento Los Bronces		0,95	0,74	0,21
TOTAL									0,21

	N°	Barra		IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]
LIX I	40	C1	66	IE3	Lixiviación	4 Bombas de Riego	0,93	0,74	2,58
	41	C1	66	IE4	Extracción por Solvente	SX	0,90	0,74	0,47
		C1	66	IE4		Otros Equipos SX	0,90	0,74	0,37
	42	C1	66	IE4	Electro obtención	Calefactores de agua	0,90	0,74	0,66
		C1	66	IE4		Rectificadores (A, B y C)	0,84	0,74	2,47
		C1	66	IE4		Otros Equipos EW	0,90	0,74	0,20
TOTAL									6,75

	N°	Barra		IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]
LIX II	43	C2	15	IE5	Lixiviación	7 bombas de Refino	0,91	0,82	5,46
	44	C2	15	IE6	Extracción por Solvente	S/E Unitaria SX-EW	0,8	0,82	0,52
		C2	15	IE6		30% Calefactores Tank Farm & Plenum	1,00	0,82	0,45
		C2	15	IE6		Otros Equipos SX	0,89	0,82	0,08
	45	C2	15	IE6	Electro obtención	3 calentadores de agua	1,00	0,82	5,90
		C2	15	IE6		3 Rectificadores	0,87	0,82	8,50
		C2	15	IE6		1 Rectificador de Emergencia	0,87	0,82	0,13
		C2	15	IE6		60% S/E Unitaria SX-EW	0,8	0,82	1,05
		C2	15	IE6		70% Calefactores Tank Farm & Plenum	1,00	0,82	0,29
	46	C2	15	IE8	Neutralización de Refino	Planta de Neutralización	0,80	0,82	0,49
TOTAL									22,88

	N°	Barra		IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]	
	47	C2	15	IE7	Planta de Sulfatos	Planta de Sulfatos	0,8	0,82	0,02	
									TOTAL	0,02
	N°	Barra		IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]	
RR.HH.	48	C1	66		Edificio 1		0,90	0,74	1,29	
	49	C1	66		Hotel y Otros		0,90	0,74	0,38	
	50	C6	15		Pérez Caldera		0,97	0,82	1,02	
	51	C6	15		Edificio 123		0,97	0,82	0,15	
									TOTAL	2,84

	N°	Barra		IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]		
OPERACIÓN MINA	52	C1	66	IE10	Lubricentro			0,74	0,27		
	53	C9	15	IE10	Pala BE N° 3		0,86	0,755	0,68		
	54	C9	15	IE10	Pala BE N° 5		0,86	0,755	0,66		
	55	C10	15	IE10	Pala BE N° 6		0,86	0,755	0,76		
	56	C10	15	IE10	Pala BE N° 7		0,86	0,755	0,76		
	57	C9	15	IE10	Perforadora BE N° 6		0,86	0,755	0,54		
	58	C9	15	IE10	Perforadora BE N° 7		0,86	0,755	0,76		
	59	C10	15	IE10	Perforadora BE N° 8		0,86	0,755	0,76		
	60	C10	15	IE10	Perforadora BE N° 9		0,86	0,755	0,76		
	61	C1	66	IE10	Garage- Servicios		0,97	0,74	0,10		
	62	C1	66	IE10	Garage- Transporte		0,97	0,74	0,34		
										TOTAL	6,36

	N°	Barra		IE	Cliente Minero	Descripción	FP	η[%]	Pmáx [MW]	
PLANTA LAS TÓRTOLAS	63	C11	23	IE11	Flotación/Remolienda	30 celdas Rougher	0,93	1	8,04	
		C11	23	IE11		21 Celdas Scavenger	0,93	1	2,82	
		C11	23	IE11		2 Bombas impulsión columna	0,93	1	0,80	
		C11	23	IE11		2 Molinos de remolienda	0,93	1	4,02	
		C11	23	IE11		4 Bombas impulsión ciclones	0,93	1	1,26	
		C11	23	IE11		Compresores 3000 CFM	0,93	1	1,57	
		C11	23	IE11		Compresores 1500 CFM	0,93	1	0,40	
		C11	23	IE11		Compresor Instrumentación	0,93	1	0,12	
		C13	23	IE11		Bbas. Piscina de Emergencia	0,93	1	0,00	
		64	C11	23		IE11	Espejaje/ Filtración	6 Bombas de descarga espesador	0,93	1
	65		C13	23	IE11	Tranque/Aguas	4 Bombas impulsión ciclones tranque	0,93	1	2,14
		C13	23	IE11	3 Bombas sentina dren		0,93	1	0,80	
		C13	23	IE11	2 Bombas muro tranque (Denver)		0,93	1	0,34	
		C12	23	IE11	4 Bbas. Relave a muro Principal		0,93	1	2,68	
		66	C13	23	IE12	Planta Molibdeno	14 Celdas Moly	0,93	1	0,56
	C13		23	IE12	2 Bombas descarga espesador		0,93	1	0,13	
	67	C11	23		Cancha de Concentrado		0,93	1	0,03	
	68	C13	23		Forestación (Riego)		0,93	1		
	69	C11	23		Administración		0,93	1	0,11	
										TOTAL

Apéndice D: Balance de energía por áreas de producción

	Octubre		Noviembre		Diciembre		Enero		Febrero		Marzo	
	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]
Planta Los Bronces	30,01	31,38	26,91	26,91	29,90	30,61	27,34	27,47	34,35	33,05	23,36	23,45
STP/SSA	3,64	3,80	4,19	4,19	7,83	7,96	6,73	6,75	4,06	3,96	7,02	7,04
STR y Repulpeo	2,35	2,46	5,40	5,40	1,35	1,38	1,20	1,21	0,83	0,80	0,89	0,89
Mantención Los Bronces	0,13	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,14	0,15	0,15
Lix I	3,43	3,58	3,21	3,21	3,59	3,89	3,71	3,73	3,60	3,47	3,67	3,69
Lix II	11,03	11,53	12,51	12,51	12,55	12,66	14,21	14,27	12,90	12,41	14,94	15,00
Sulfatos San Francisco	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,20
RR.HH.	0,71	0,75	0,65	0,65	0,63	0,64	0,51	0,51	0,61	0,59	0,53	0,53
Operación Mina	2,44	2,55	2,57	2,57	2,71	2,78	2,42	2,44	2,84	2,73	2,57	2,58
Planta Las Tórtolas	10,33	10,33	10,09	10,09	10,46	10,46	9,67	9,67	10,65	10,65	9,69	9,69
TOTAL	64,08	66,51	65,67	65,67	69,18	70,54	65,94	66,20	70,00	67,81	63,03	63,22

	Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre	
	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]	Real [GWh]	Ajustado [GWh]
Planta Los Bronces	29,67	30,01	25,78	25,90	31,23	32,05	27,54	29,58	30,12	31,22	28,21	29,31
STP/SSA	7,08	7,13	8,33	8,35	4,29	4,41	5,10	5,40	4,21	4,34	6,37	6,60
STR y Repulpeo	0,70	0,71	0,10	0,10	2,52	2,52	0,35	0,35	0,19	0,19	0,21	0,21
Mantención Los Bronces	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	0,15	0,16	0,15	0,16	0,15	0,16
Lix I	4,88	4,93	4,67	4,69	4,87	5,00	3,54	3,80	3,82	3,96	2,96	3,07
Lix II	12,93	13,08	12,77	12,82	13,76	14,13	12,08	12,98	13,31	13,80	14,08	14,63
Sulfatos San Francisco	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
RR.HH.	0,67	0,68	0,67	0,68	0,67	0,68	0,67	0,68	0,67	0,68	0,67	0,68
Operación Mina	2,93	2,96	3,16	3,17	2,69	2,76	2,60	2,80	3,27	3,39	3,53	3,67
Planta Las Tórtolas	10,78	10,78	10,06	10,06	11,36	11,36	11,16	11,16	11,26	11,26	11,41	11,41
TOTAL	69,78	70,44	65,71	65,95	71,57	73,08	63,22	66,93	67,03	69,02	67,61	69,75

Apéndice E: Cálculo de pérdidas de energía y potencia

Para desarrollar una tarificación de la distribución de energía eléctrica al interior de la faena minera, es fundamental contar con una correcta asignación del uso de la red de distribución entre los distintos clientes. Con ello, se pretende responsabilizar a cada uno de los clientes por las pérdidas incurridas en el transporte y transformación para dar suministro a dichos consumos.

Se distinguen los siguientes tipos de pérdidas:

- Pérdidas de transmisión en las líneas
- Pérdidas de transformación
- Pérdidas en medidores

E.1 Pérdidas de Transmisión en las líneas

Se considerará que las pérdidas de potencia (PP), varían conforme a la siguiente expresión:

$$PP_{línea} = 3 \cdot R \cdot I_{línea}^2$$

De esta forma, la pérdida de potencia en el tramo comprendido entre las barras i y j será:

$$PP_{tramo_{i,j}} = 3 \cdot R_{i,j} \cdot I_{i,j}^2$$

Con lo cual, la pérdida total de transmisión estará dada por la expresión:

$$PP_{total_transmisión} = \sum_{i=A}^X \sum_{j=A}^X 3 \cdot R_{i,j} \cdot I_{i,j}^2$$

Es claro que en la Figura 5.18, $R_{i,j}$ será igual a cero, dependiendo si existe o no interconexión entre los tramos a los que se refiere. El subíndice A,...,X; da cuenta de la denominación de las barras.

Con ello, la ecuación anterior, representa las pérdidas de potencia totales por concepto de transmisión, del sistema de todo el sistema de distribución de la faena minera, que comprende las líneas asociadas a los niveles de tensión de 220 [kV], 66 [kV], 23 [kV] y 15 [kV].

La corriente en términos de la potencia activa y el voltaje en un sistema trifásico es:

$$S_{3\phi} \cdot \cos(\phi) = P_{3\phi}$$
$$\Rightarrow I = \frac{P_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\phi)} [A]$$

Trabajando con tensiones base 220 [kV], 66 [kV], 23 [kV], 15 [kV] y 100 [MVA] como potencia base trifásica se determinan las corrientes por las líneas que permiten conocer las pérdidas por transmisión causadas por ellas.

La impedancia base de cada una de las distintas áreas, se calculará según la expresión:

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} [\Omega]$$

Por su parte, la corriente base para cada área del sistema eléctrico, se calcula usando la siguiente ecuación:

$$I_B = \frac{P_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_B} [A]$$

Cabe destacar que las corrientes antes y después de los transformadores difieren en magnitud, según las características propias de cada transformador. Se distinguirán corriente por el primario, I_1 , y corriente por el secundario, I_2 .

Se conoce la relación para los transformadores dada por la expresión:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Donde,

V_1	Voltaje en el primario
V_2	Voltaje en el secundario
N_1	Número de vueltas del primario
N_2	Número de vueltas del secundario

Luego, sin pérdida de generalidad, si se conoce la corriente por el secundario I_2 , se tendrá que la corriente por el primario está dada por la expresión:

$$I_1 = \frac{V_2}{V_1} \cdot I_2$$

Asumiendo, potencia base para el sistema eléctrico igual a $S_B = 100$ [MVA], se pueden distinguir 4 áreas según los distintos niveles de tensión:

Sistema 220 [kV] ($V_B = 220$ [kV])

$$Z_{B_220[kV]} = \frac{220^2}{100} = 484 [\Omega]$$

$$I_{B_220[kV]} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 262,4319 [A]$$

Sistema 66 [kV] ($V_B = 66$ [kV])

$$Z_{B_66[kV]} = \frac{6^2}{100} = 43,56[\Omega]$$

$$I_{B_66[kV]} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 66 \cdot 10^3} = 874,7731[A]$$

Sistema 23 [kV] ($V_B = 23$ [kV])

$$Z_{B_23[kV]} = \frac{23^2}{100} = 5,29[\Omega]$$

$$I_{B_23[kV]} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 23 \cdot 10^3} = 2510,219[A]$$

Sistema 15 [kV] ($V_B = 15$ [kV])

$$Z_{B_15[kV]} = \frac{220^2}{100} = 2,25[\Omega]$$

$$I_{B_15[kV]} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 10^3} = 3849,002[A]$$

Supuestos:

- Su asumirá voltaje en las barras igual a la tensión nominal de cada una de ellas.
- Las pérdidas de potencia debidas a la transmisión, se calcularán usando las potencias máximas permisibles de consumo en las distintas barras. Esto es, se estimarán en el escenario de máxima exigencia para el sistema.

Luego, las pérdidas de energía debidas a la transmisión, se estimarán conforme a la siguiente expresión:

$$PE_{transmisión} = PP_{total_transmisión} \cdot FCP \cdot Nh$$

Donde,

PE_{transmisión}	Pérdidas de energía debidas a transmisión
PE_{total_transmisión}	Pérdidas de potencia totales debidas a transmisión
FCP	Factor de carga de las pérdidas
Nh	Número de horas del periodo en estudio

El Factor de Carga de las pérdidas se utiliza para calcular las pérdidas de energía a partir de pérdidas de potencia. En general, en la literatura y proyectos de consultoras se adoptan distintas expresiones, mas una de las más comunes y usada comúnmente en proyectos de estructuración de empresas modelo (Perú); estudios de redes adaptadas (Argentina) y Estudios de Costos de Componentes del VAD (Chile) es la siguiente:

$$FCP = K \cdot F_C + (1 - K) \cdot F_C^2$$

Donde,

F_C Factor de Carga

$$F_C = \frac{E_{consumida}}{Nh \cdot P_{max}}$$

- K** Constante, tal que
 K=0,3 para sistemas de distribución (15 [kV]).
 K=0,15 para sistemas de subtransmisión (66 [kV]; 23 [kV]).

Con ello, dependiendo de la barra dentro del sistema eléctrico simplificado del que cada consumo se desprende, se obtendrá el factor de carga y la constante que permitirán obtener el FCP. Así por ejemplo, el factor de carga, se calculará en función de la energía total consumida por los distintos consumos en la ruta del tramo del que se pretende conocer las pérdidas de energía asociadas a transmisión. En la tabla a continuación, se muestran los consumos alimentados por los distintos tramos del sistema eléctrico simplificado.

Tabla E. 1: Alimentación de Consumos por tramos del Sistema Eléctrico Simplificado

Tramo	Consumos
TU	C17
ST	C16+C17+TU
QS	C15+C16+C17+ST+TU
QR	C14
BQ	C14+C15+C16+C17+QR+QS+ST+TU
BP	C11
VW	C12
VX	C13
BV	C12+C13+VW+VX
GH	C5
FG	C4+C5+GH
EF	C3+C4+C5+GH+FG
EO	C6
IK	C9
IL	C10
DJ	0,5*(C1+C9+C10+IK+IL)
DI	0,5*(C1+C9+C10+IK+IL)
IJ	0,5*(C1-C9-C10)
MN	C7
CM	C7+C8+MN
CD_1.1	(1/3)*(C1+C2+C3+C4+C5+C6+C7+C8+C9+C10+DJ+IJ+DI+IK+IL+EO+EF+FG+GH+CM+MN)
CD_1.2	(1/3)*(C1+C2+C3+C4+C5+C6+C7+C8+C9+C10+DJ+IJ+DI+IK+IL+EO+EF+FG+GH+CM+MN)-(C7+C8+CM+MN)
CD_2.3	(2/3)*(C1+C2+C3+C4+C5+C6+C7+C8+C9+C10+DJ+IJ+DI+IK+IL+EO+EF+FG+GH+CM+MN)
BC	C1+C2+C3+C4+C5+C6+C7+C8+C9+C10+CD+DJ+IJ+DI+IK+IL+EO+EF+FG+GH+CM+MN
AB	LAS TÓRTOLAS+MAITENES+TU+ST+QS+QR+BQ+BP+VW+VX+BV+CD+DJ+IJ+DI+IK+IL+EO+EF+FG+GH+CM+MN

Cabe destacar, que si bien es cierto, las pérdidas de potencia debidas a la transmisión se calculan para la máxima exigencia del sistema, es el valor del FCP el que permite estimar en el escenario normal de operación el valor de dichas pérdidas. Es más, dado que el FCP depende del factor de carga, las pérdidas de energía asociadas a la transmisión dependerán de las lecturas mensuales que se tomen (Energía consumida).

El procedimiento a continuación, comienza con el cálculo de las corrientes por las líneas, para posteriormente realizar el cálculo de las pérdidas de potencia asociadas a la transmisión.

Tabla E. 2: Resumen parámetros de secuencia positiva de los tramos del Sistema Eléctrico Simplificado en unidades eléctricas y [°/1]

Línea	Zlínea	Sistema	R [Ω/km]	X [Ω/km]	[km]	R [°/1]	X [°/1]
Punto de inyección- Las Tórtolas	Z_AB	220 [kV]	0,0997	0,411	17,0348	0,003509	0,014466
Las Tórtola- Maitenes	Z_BC	220 [kV]	0,0997	0,411	42,2819	0,00871	0,035905
LAT 01 (RESPALDO)		220 [kV]	0,0784	0,356	8,8	0,001425	0,006473
LAT 06	Z_CD1	66 [kV]	0,23	0,42	15,2	0,080257	0,146556
LAT 07	Z_CD2	66 [kV]	0,24	0,42	15,2	0,083747	0,146556
LAT 20	Z_CD3	66 [kV]	0,24	0,42	15,2	0,083747	0,146556
Arranque LAT 01	Z_CM	66 [kV]	0,23	0,42	0,2	0,001056	0,001928
LAT 12.A	Z_DI	66 [kV]	0,24	0,42	6	0,033058	0,057851
LAT 12.B	Z_IJ	66 [kV]	0,24	0,42	2,5	0,013774	0,024105
LAT 13	Z_DJ	66 [kV]	0,23	0,42	7,4	0,039073	0,07135
LAT 08	Z_MN	15 [kV]	0,23	0,42	3	0,306667	0,56
LAT 09	Z_EO	15 [kV]	0,6	0,45	2,72	0,725333	0,544
LAT 24	Z_EF1	15 [kV]	1,482	0,342	0,5	0,329333	0,076
LAT 25	Z_EF2	15 [kV]	1,482	0,342	0,5	0,329333	0,076
Infiernillo	Z_IL	15 [kV]	0,23	0,42	1	0,102222	0,186667
Donoso	Z_IK	15 [kV]	0,23	0,42	3,2	0,327111	0,597333
LAT 18	Z_FG1	15 [kV]	0,328	0,305	14,565	2,123253	1,974367
LAT 21	Z_FG2	15 [kV]	0,328	0,305	14,706	2,143808	1,99348
Riecillos 3050-2700	Z_GH	15 [kV]	0,196	0,107	4,6	0,400711	0,218756
S/E LT- TR01	Z_BV	23 [kV]	0,247	0,101	0,23	0,010739	0,004391
Planta N°1 (tramo B-Q)	Z_BQ	23 [kV]	0,134	0,192	0,81	0,020518	0,029399
Planta N°1 (tramo Q-R)	Z_QR	23 [kV]	0,4708	0,3448	0,8	0,071198	0,052144
Planta N°1 (tramo Q-S)	Z_QS	23 [kV]	0,4708	0,3448	18,7	1,664265	1,218858
Planta N°1 (tramo S-T)	Z_ST	23 [kV]	0,4708	0,3448	2	0,177996	0,130359
Planta N°1 (tramo T-U)	Z_TU	23 [kV]	0,494	0,114	3,4	0,317505	0,07327
Planta N°2	Z_BP	23 [kV]	0,19	0,147	0,36	0,01293	0,010004
Tranque I	Z_VX	23 [kV]	0,603	0,117	10,9	1,242476	0,241078
Tranque II	Z_VW	23 [kV]	0,669	0,119	1,94	0,245342	0,043641

El escenario de máxima exigencia para el sistema, se consigue bajo las cargas máximas de operación permisibles. Esto es, en el estado de operación en que las cargas están a su máxima potencia permisible, dadas las condiciones de diseño y geográficas, que incidirán en la eficiencia y en el derrateo aplicable a las potencias de placa de los equipos.

Tabla E. 3: Cargas máximas permisibles (Estado de máxima exigencia para el sistema)

Consumo	Sistema	P _{máx} [MW]	Q [MVAR]	f.p. (adelanto)	P [°/1]	Q [°/1]
C1	66 [kV]	72,37	19,58	0,965	0,7237	0,1958
C2	15 [kV]	22,88	10,33	0,911	0,2288	0,1033
C3	15 [kV]	7,58	3,46	0,910	0,0758	0,0346
C4	15 [kV]	5,54	2,52	0,910	0,0554	0,0252
C5	15 [kV]	2,89	1,32	0,910	0,0289	0,0132
C6	15 [kV]	1,02	0,26	0,970	0,0102	0,0026
C7	15 [kV]	3,44	1,69	0,898	0,0344	0,0169
C8	15 [kV]	0,00	0,00	0,000	0,0000	0,0000
C9	15 [kV]	2,63	1,56	0,860	0,0263	0,0156
C10	15 [kV]	3,02	1,79	0,860	0,0302	0,0179
C11	23 [kV]	19,38	7,66	0,930	0,1938	0,0766
C12	23 [kV]	2,68	1,06	0,930	0,0268	0,0106
C13	23 [kV]	3,98	1,57	0,930	0,0398	0,0157
C14	23 [kV]	3,49	1,79	0,890	0,0349	0,0179
C15	23 [kV]	3,43	1,76	0,890	0,0343	0,0176
C16	23 [kV]	3,23	1,65	0,890	0,0323	0,0165
C17	23 [kV]	3,03	1,55	0,890	0,0303	0,0155

Cabe señalar como observación, que en la tabla anterior se ha considerado el consumo C7 con las dragas operando, lo cual no es válido durante todo el año. Además, el consumo C13 se estimó sin las bombas de emergencia, debido a que su operación se realiza solamente en casos excepcionales.

Con todo lo anterior, es posible estimar las pérdidas de potencia asociadas a la transmisión, bajo el escenario de máxima exigencia para el sistema. Luego, los resultados se exponen a continuación:

Tabla E. 4: Corriente circulante por los consumos en las barras del sistema Eléctrico Simplificado

Consumo	I [°/1]
C1	0,7496983
C2	0,2510202
C3	0,0833456
C4	0,0608962
C5	0,0317886
C6	0,0105387
C7	0,0382652
C8	0
C9	0,0306091
C10	0,0351163
C11	0,2083514
C12	0,0288276
C13	0,042809
C14	0,0391602
C15	0,0385454
C16	0,0362858
C17	0,0340067

Tabla E. 5: Cálculo de corrientes y Pérdidas de Potencia de transmisión por tramos

Tramo	Sistema [kV]	I [°/1]	I [A]	PP tramo [°/1]	PP tramo [MW]
TU	23	0,0340	85,36	0,0004	0,04
ST	23	0,0703	176,45	0,0009	0,09
QS	23	0,1088	273,21	0,0197	1,97
QR	23	0,0392	98,30	0,0001	0,01
BQ	23	0,1480	371,51	0,0004	0,04
BP	23	0,2084	523,01	0,0006	0,06
VW	23	0,0288	72,36	0,0002	0,02
VX	23	0,0428	107,46	0,0023	0,23
BV	23	0,0716	179,82	0,0001	0,01
GH	15	0,0318	122,35	0,0004	0,04
FG	15	0,0927	356,74	0,0092	0,92
EF	15	0,1760	677,54	0,0051	0,51
EO	15	0,0105	40,56	0,0001	0,01
IK	15	0,0306	117,81	0,0003	0,03
IL	15	0,0351	135,16	0,0001	0,01
DJ	66	0,4077	356,66	0,0065	0,65
DI	66	0,4077	356,66	0,0055	0,55
IJ	66	0,3420	299,16	0,0016	0,16
MN	15	0,0383	147,28	0,0004	0,04
CM	66	0,0383	33,47	0,0000	0,00
CD_1.1	66	0,4269	373,45	0,0102	1,02
CD_1.2	66	0,3886	339,98	0,0037	0,37
CD_2,3	66	0,8538	746,90	0,0305	3,05
BC	220	1,2807	336,11	0,0143	1,43
AB	220	1,7087	448,42	0,0102	1,02

Notar que si bien en la Tabla E.5, la corriente circulante por el consumo C8 es cero, ello se debe a que dicha tabla corresponde a la de un mes en particular para el cual dicho consumo no estaba operando.

Cabe destacar, que tal y como se mencionó anteriormente, el cálculo de las pérdidas de energía asociadas a transmisión queda sujeto a las lecturas de energía del periodo en estudio. Pues, dichas lecturas incidirán en los valores del factor de carga (FC) y factor de carga de las pérdidas (FCP), que permitirán hacer la conversión de pérdidas de potencia a pérdidas de energía de asociadas a la transmisión en el periodo en cuestión.

E.2 Pérdidas de transformación

En los transformadores se tienen dos tipos de pérdidas: pérdidas en el fierro y pérdidas en el cobre. Las pérdidas en el fierro se deben a las características de diseño y a la calidad de los materiales empleados en su fabricación. Este tipo de pérdidas son permanentes y tienen lugar mientras el transformador esté conectado a la red. La magnitud de estas pérdidas depende del tamaño o potencia del transformador. Este tipo de pérdidas las define el fabricante y las presenta en las especificaciones del equipo. Luego, las pérdidas debidas a este concepto se mantienen constantes, puesto que son independientes de la demanda.

Por su parte, las pérdidas en el cobre se deben al efecto Joule, es decir, por la corriente que circula en devanados del transformador, y dependen del nivel de carga que tenga el transformador en su operación.

Las pérdidas de transformación, se dividen en TAM (transformación Alta- Media tensión); TMM (transformación Media- Media tensión) y TMB (transformación Media- Baja tensión). A su vez, dichas pérdidas se dividen en pérdidas en el hierro y pérdidas en el cobre (bobinado).

Las pérdidas de potencia en el fierro y en el cobre, a la potencia nominal, pueden ser entregadas por fabricante, o bien desprenderse de ecuaciones debidamente autorizadas. De esta manera, dichas pérdidas de potencia pueden estimarse de las pérdidas límites indicadas por las normas de común acuerdo. En particular, para transformadores de distribución trifásicos, se pueden considerar las pérdidas límites indicadas por las normas NTC 819 para transformadores trifásicos:

Tabla E. 6: Ecuaciones para el cálculo de Pérdidas de Potencia debidas a la transformación
Transformador 0,015[MVA]<P_{instalada}<3,75[MVA]
Tensión en primario<15 [kV]; Tensión en secundario<1,2 [kV]

Rango [MVA]	PP _{Fe} [kW]	PP _{Cu} ^{Pnom} [kW]
0,015- 0,15	0,01014*P _{instalada} ^{0,7486}	0,012199*P _{instalada} +0,15183
0,225- 0,8	0,01327*P _{instalada} ^{0,7093}	0,010465*P _{instalada} +537
1- 3,75	0,001227*P _{instalada} +554,59	0,0092632*P _{instalada} +1875,1

Tabla E. 7: Ecuaciones para el cálculo de Pérdidas de Potencia debidas a la transformación
Transformador 0,075[MVA]< P_{instalada}<10[MVA]
Tensión primario<46 [kV]; Tensión en secundario<15 [kV]

Rango [MVA]	PP _{Fe} [kW]	PP _{Cu} ^{Pnom} [kW]
0,075- 0,8	0,023558*P _{instalada} ^{0,6487}	0,0410332*P _{instalada} ^{0,81185}
1- 10	0,0083104*P _{instalada} ^{0,7926}	0,0000004*P _{instalada} ² +0,009981*P _{instalada} +2,4475

Una relación adoptada por diversas empresas consultoras (Quantum, expertos en Regulación de Servicios públicos), considera que:

Tabla E. 8: Ecuaciones para el cálculo de Pérdidas de Potencia debidas a la transformación
Transformador 0,075[MVA]< P_{instalada}<10[MVA]
Tensión primario<220 [kV]; Tensión en secundario<66 [kV]

Rango [MVA]	PP _{Fe} [kW]	PP _{Cu} ^{Pnom} [kW]
0,075- 10	1,91*P _{instalada} ^{0,61}	10,36*P _{instalada} ^{0,70}

Luego, conforme a lo señalado anteriormente con respecto a al valor constante de las pérdidas en el Fe, se tiene que

$$PP_{Fe} = PP_{Fe}^{Pnom} = PP_{vacío}$$

Se calcula la pérdida de potencia total de transformación, como la suma de la pérdida en el cobre más la pérdida en el fierro:

$$PP_{Total_transformación}^{Pdem} = PP_{Cu}^{Pdem} + PP_{Fe}$$

Donde las pérdidas en el cobre a cualquier carga se pueden calcular según:

$$PP_{Cu}^{Pdem} = PP_{Cu}^{Pnom} \cdot F_U^2$$

PP_{Cu}^{Pdem} Pérdida de potencia en el cobre a la potencia demandada

PP_{Cu}^{Pnom} Pérdida de potencia en el cobre a potencia nominal

F_U Factor de utilización

$$F_U = \frac{S^{dem}}{S^{nom}}$$

S^{dem} Potencia aparente de carga [kVA]

S^{nom} Potencia aparente nominal del transformador [kVA]

Finalmente, se calculará la pérdida de energía en un mes de la siguiente forma:

$$PE_{transformación} = (PP_{Fe} + PP_{Cu}^{Pdem} \cdot FCP) \cdot Nh$$

En que,

FCP Factor de Carga de las pérdidas

Nh Número de horas del mes

El Factor de Carga de las pérdidas se utiliza para calcular las pérdidas de energía a partir de pérdidas de potencia y se usará el mismo que el utilizado para las pérdidas de transmisión, es decir:

$$FCP = K \cdot F_C + (1 - K) \cdot F_C^2$$

Donde,

F_C Factor de Carga

$$F_C = \frac{E_{consumida}}{Nh \cdot P_{max}}$$

K Constante, tal que

$K=0,3$ para sistemas de distribución (15 [kV]).

$K=0,15$ para sistemas de subtransmisión (66 [kV]; 23 [kV]).

Los transformadores cuentan con cierta información, proporcionada por fabricante, respecto a su potencia instalada, la cual puede aumentar si es que éstos cuentan con refrigeración forzada. De esta forma y, considerando que en la faena minera en cuestión, la mayoría de los transformadores presentan este tipo de refrigeración; en el presente estudio se considerará que éstos cuentan con la capacidad instalada asociada a máxima refrigeración.

Tabla E. 9: Transformación Alta/ Media Tensión (TAM, $K=0,15$)

Transformador	Cantidad [#]	Nivel de Voltaje [kV]	Potencia instalada [MVA]	Potencia Instalada c/refrig. [MVA]	PP_{Fe} [kW]	PP_{Cu}^{Pnom} [kW]
TRF03	1,0	220/66	40/60	60,0	23,212	181,998
TRF04	1,0	220/66	40/60	60,0	23,212	181,998
TRF14	1,0	220/66	40/60	60,0	23,212	181,998

Tabla E. 10: Transformación Media/ Media Tensión (TMM, K=0,15)

Transformador	Cantidad [#]	Nivel de Voltaje [kV]	Potencia instalada [MVA]	Potencia Instalada c/refrig. [MVA]	PP _{Fe} [kW]	PP _{Cu} ^{Pnom} [kW]
TRF15	1,0	66/15	25/30	30,0	15,208	112,033
TRF16	1,0	66/15	25/30	30,0	15,208	112,033
TRF55	1,0	66/15	20/25	25,0	13,607	98,609
TRF18	1,0	66/15	15/20	20,0	11,876	84,349
Las Tórtolas	2,0	220/23	40,0	40,0	36,251	274,051

E.3 Pérdidas en Medidores

Este tipo de pérdidas puede producirse por fallas técnicas del medidor o por acción directa del usuario. Luego, para estimar las pérdidas por este concepto se debe realizar calibración de medidores por muestro o recurrir a estadísticas, con lo cual se tendría estimada la energía perdida, teniendo en cuenta el promedio de pérdidas representativo por usuario, en función del tipo de medidor, correspondiente a errores en sistema de medición.

Información utilizada

- Base de Facturación: Energía facturada por medidor y tipo de cliente
- Pérdida de potencia aproximada de un medidor
- Información relativa a la antigüedad de los medidores

La pérdida técnica de energía en medidores análogos se debe a dos causas:

- Pérdida por resistencia eléctrica y mecánica
- Error de medición

Según estudios de pérdidas desarrollados por empresas consultoras, las pérdidas por resistencia de los medidores se calculan en un 0,1 [%] de la energía vendida a un determinado cliente.

Por su parte, en base a campañas realizadas en varias distribuidoras de energía eléctrica, se ha comprobado que el error de medición en medidores simples, esto es, medidores análogos y de aguja, responde a una función lineal con inicio en el origen (los medidores nuevos tienen error 0), y con error promedio del 3 [%] en el año 15.

Tabla E. 11: Error de medición de medidores análogos en función del año de instalación

Año Instalación	Antigüedad en años	Pérdida [%]
2003	1	0,2
2002	2	0,4
2001	3	0,6
2000	4	0,8
1999	5	1,0
1998	6	1,2
1997	7	1,4
1996	8	1,6
1995	9	1,8
1994	10	2,0
1993	11	2,2
1992	12	2,4
1991	13	2,6

Teniendo en cuenta lo anterior, y dada la antigüedad del parque de medidores de la faena minera, se estimará una antigüedad promedio ponderada de los medidores de 8 años, con lo cual:

Tabla E. 12: Antigüedad promedio asignada para los medidores instalados en la Faena Minera

Pérdida medidores	1,6 [%]
Antigüedad Promedio	8 [años]

Se asumirá además, que los medidores electrónicos, no cometen errores de medición.

El levantamiento de medidores con que cuentan los consumos, se puede apreciar en los esquemas a continuación:

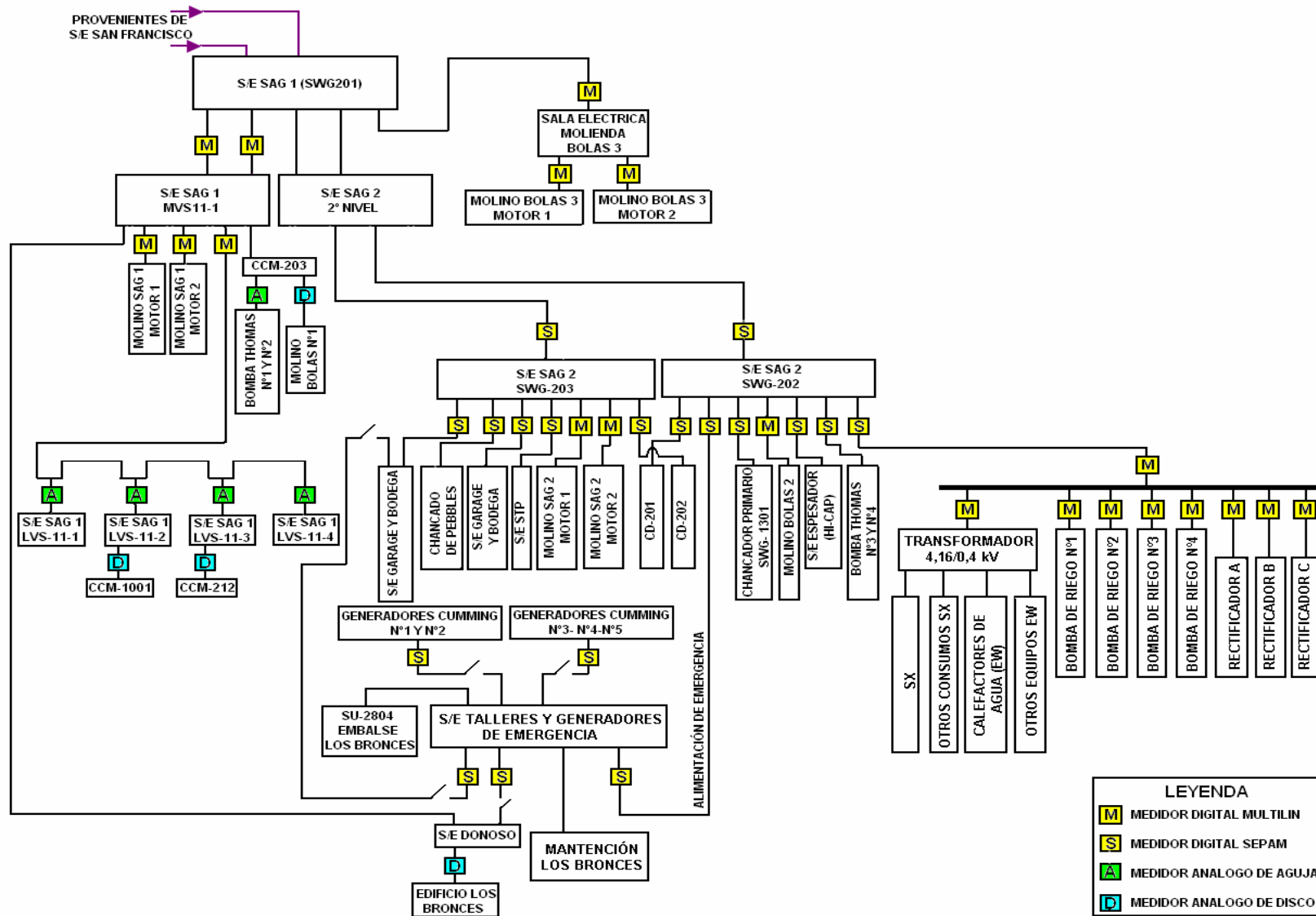


Figura E. 1: Croquis de Medición Planta Los Bronces

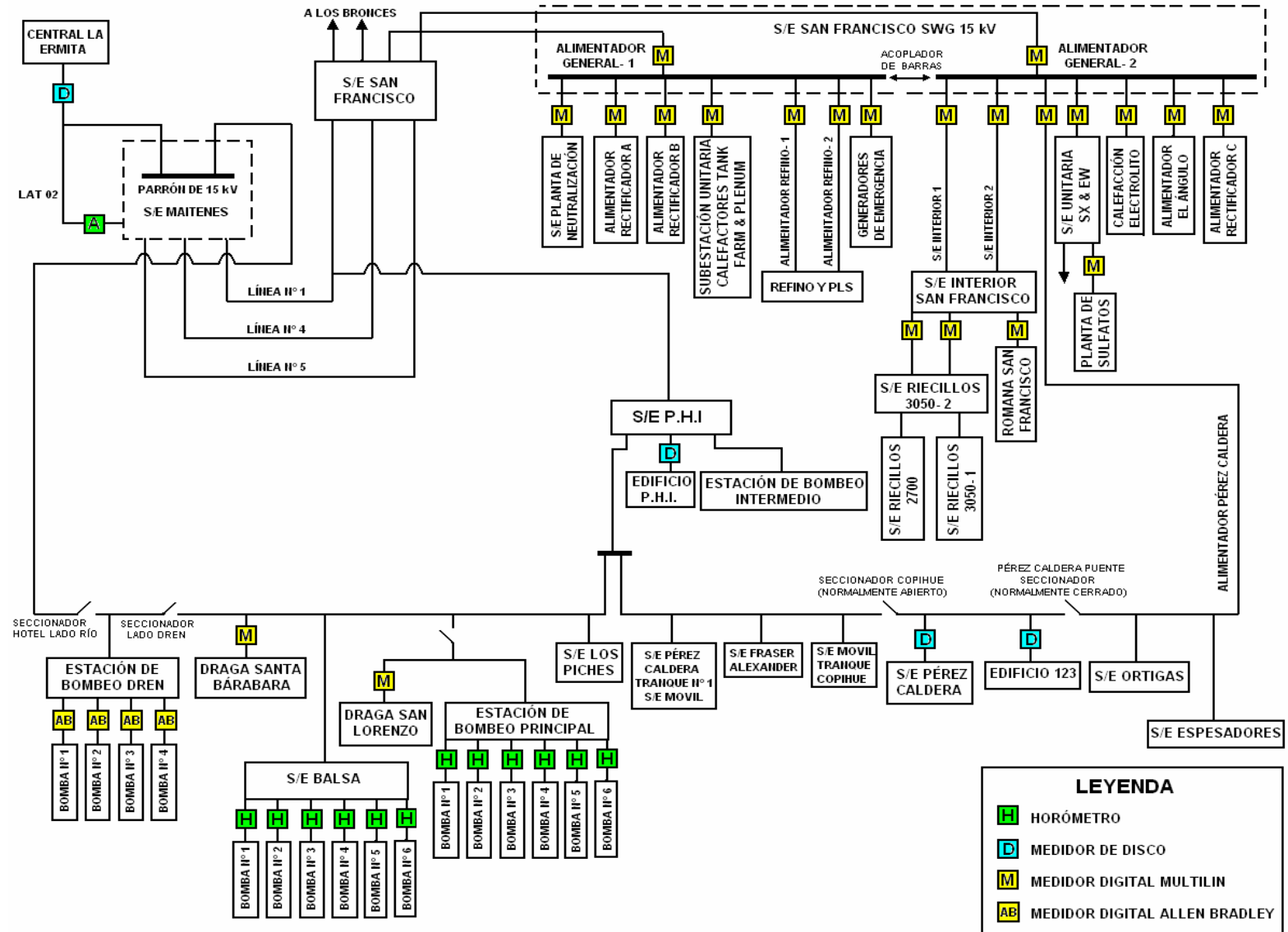


Figura E. 2: Croquis de Medición Planta San Francisco

Apéndice F: Demostración aplicación de estructura tarifaria

F.1 Recuperación de Costos a partir de tarifas base

F.1.1 Costos de Consumidores

La recuperación del costo asociado a este ítem es directa. Y es que la aplicación del cargo de Consumidores en cada nivel de tensión, permite la recuperación íntegra de dicho costo:

$$\text{Costo_Consumidores}_i = N^{\circ}\text{clientes}_i \cdot CC_i$$

Donde el subíndice i da cuenta del nivel de tensión correspondiente (66 [kV], 15 [kV] o 23 [kV]).

F.1.2 Costos de asociados a la Red de 66 [kV]

Según se señaló anteriormente, el ingreso por potencia en 66 [kV] tiene la expresión:

$$IP_{66[kV]} = CP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} + CF_{66[kV]} \cdot (PF_{66[kV]} - PP_{66[kV]})$$

Es decir, el cargo por potencia de Punta en 66 [kV] se aplica sobre la Potencia de Punta en 66 [kV] (Potencia coincidente con la potencia máxima del sistema Eléctrico Faena Minera), mientras que el cargo por potencia fuera de punta de 66 [kV] se aplica sobre la suma de las potencias máximas individuales en la etapa de 66 [kV] (incluyendo las demandas en la entrada de los transformadores de 66/15 [kV]), menos la potencia de Punta en 66 [kV].

Luego, si se desarrolla la expresión para el ingreso por potencia en 66 [kV], se llega a la expresión:

$$IP_{66[kV]} = \underbrace{PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}}_{1^{\circ}\text{ componente}} + \underbrace{CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}}_{2^{\circ}\text{ componente}} + \underbrace{CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}}_{3^{\circ}\text{ componente}} + \underbrace{CF_{66[kV]} \cdot PF_{66[kV]}}_{4^{\circ}\text{ componente}}$$

F.1.2.1 Costos de Compra de Potencia

El cargo por Potencia de Punta en la red de 66 [kV], se ve reflejado en la 1^{era} componente de la expresión anterior, la cual permite recuperar el Costo de Compra de Potencia asociado al nivel de 66 [kV], el cual es igual a

$$\text{Costo_Compra_Potencia}_{66[kV]} = PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}$$

F.1.2.2 Costos de distribución Transmisión Adicional

El segundo componente de la expresión extendida del ingreso por potencia en 66 [kV], permite recuperar la porción de los Costos de transmisión Adicional, correspondientes a los costos de

distribución vinculados a la línea de transmisión Nodo de Inyección- Las Tórtolas (de uso compartido por las redes de distribución Las Tórtolas y Los Bronces, Figura 6.1) y asignables al nivel de 66 [kV], según se indica a continuación

$$CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_66[kV]} = CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}$$

$$= \frac{Costos_Distribución_{LT_MAITENES}}{FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} + FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]} + FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}$$

Donde,

$CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_66[kV]}$ Porción del Costo de distribución de transmisión Adicional de las instalaciones asociadas a la línea de transmisión Nodo de inyección- Las Tórtolas, asignable al nivel de 66 [kV] de la red de distribución Los Bronces.

Por su parte, el tercer componente del ingreso por potencia en 66 [kV], da cuenta de la recuperación de los costos de distribución de transmisión Adicional, asociados al nivel de 66 [kV] de la red de distribución Los Bronces, correspondientes a los costos de distribución vinculados a la línea de transmisión Las Tórtolas- Maitenes (de uso exclusivo por parte de la Red de distribución Los Bronces, Figura 6.1).

$$CTA_{MAITENES}^{66[kV]} = CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}$$

$$= \frac{Costos_Distribución_{MAITENES}}{FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} + FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]}} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}$$

Donde,

$CTA_{MAITENES}^{66[kV]}$ Porción del Costo de distribución de transmisión Adicional de las instalaciones asociadas a la línea de transmisión Las tórtolas- Maitenes, asignable al nivel de 66 [kV].

F.1.2.3 Costo de distribución etapa de 66 [kV]

El costo de distribución de la red de 66 [kV], se paga en forma exclusiva por parte de la red de 66 [kV], mediante la aplicación del cargo por potencia de las tarifas base a este nivel de tensión. Luego, a partir del 4° componente de la expresión $IP_{66[kV]}$, se obtiene

$$CF_{66[kV]} \cdot PF_{66[kV]} = \frac{Costos_Distribución_{66[kV]}}{PF_{66[kV]}} \cdot PF_{66[kV]} = Costos_Distribución_{66[kV]}$$

F.1.2.4 Costos de Compra de Energía

El cargo por Energía en el nivel de 66 [kV], permite recuperar el costo de compra de la energía asociada a los consumos de la red de 66 [kV], como parte del costo de compra de energía facturado por la empresa generadora suministradora de electricidad.

$$\text{Costo}_{\text{Compra}_{\text{Energía}}_{66[\text{kV}]}} = PE_{\text{MAITENES}} \cdot FPE_{66[\text{kV}]} \cdot E_{66[\text{kV}]}$$

Donde $E_{66[\text{kV}]}$, corresponde a la energía total consumida durante el periodo de facturación por parte de los consumos que se desprenden directamente de la red de 66 [kV].

F.1.3 Costos asociados a la Red de 15 [kV]

Según se señaló anteriormente, el ingreso por potencia en 15 [kV] tiene la expresión:

$$IP_{15[\text{kV}]} = CP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]} + CF_{15[\text{kV}]} \cdot (PF_{15[\text{kV}]} - PP_{15[\text{kV}]})$$

Es decir, el cargo por potencia de Punta en 15 [kV] se aplica sobre la Potencia de Punta en 15 [kV] (Potencia coincidente con la potencia máxima del sistema Eléctrico Faena Minera), mientras que el cargo por potencia fuera de punta de 15 [kV] se aplica sobre la suma de las potencias máximas individuales en la etapa de 15 [kV], menos la potencia de Punta en 15 [kV].

Luego, si se desarrolla la expresión para el ingreso por potencia en 15 [kV], se llega a que

$$\begin{aligned} IP_{15[\text{kV}]} = & \underbrace{PNP \cdot FPPTA_{\text{MAITENES}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]}}_{1^{\circ} \text{ componente}} + \\ & \underbrace{CUTA_{\text{LT-MAITENES}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]}}_{2^{\circ} \text{ componente}} + \\ & \underbrace{CUTA_{\text{MAITENES}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]}}_{3^{\circ} \text{ componente}} + \underbrace{CF_{15[\text{kV}]} \cdot PF_{15[\text{kV}]}}_{4^{\circ} \text{ componente}} \end{aligned}$$

F.1.3.1 Costos de Compra de Potencia

El cargo por Potencia de Punta en la red de 15 [kV], se ve reflejado en la 1^{era} componente de la expresión anterior, el cual permite recuperar el Costo de Compra de Potencia asociado al nivel de 15 [kV], y es igual a:

$$\text{Costo}_{\text{Compra}_{\text{Potencia}}_{15[\text{kV}]}} = PNP \cdot FPPTA_{\text{MAITENES}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]}$$

F.1.3.2 Costos de distribución Transmisión Adicional

El segundo componente de la expresión extendida del ingreso por potencia en 15 [kV], permite recuperar la porción de los Costos de transmisión Adicional, correspondientes a los costos de distribución vinculados a la línea de transmisión - Las Tórtolas (de uso compartido por las redes de distribución Las Tórtolas y Los Bronces, Figura 6.1) y asignables al nivel de 15 [kV], según se indica a continuación

$$\begin{aligned} CTA_{\text{LT-MAITENES}}^{15[\text{kV}]} &= CUTA_{\text{LT-MAITENES}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]} \\ &= \frac{\text{Costos}_{\text{Distribución}}_{\text{LT-MAITENES}}}{FPP_{66[\text{kV}]} \cdot PP_{66[\text{kV}]} + FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]} + FPP_{23[\text{kV}]} \cdot PP_{23[\text{kV}]}} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]} \end{aligned}$$

Donde,

$CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_15[kV]}$ Porción del costo de distribución de transmisión adicional de las instalaciones asociadas a la línea de transmisión punto de inyección- Las Tórtolas, asignable al nivel de 15 [kV] de la red de distribución Los Bronces.

Por su parte, el tercer componente del ingreso por potencia en 15 [kV], da cuenta de la recuperación de los costos de distribución de transmisión Adicional, asociados al nivel de 15 [kV] de la red de distribución Los Bronces, correspondientes los costos de distribución vinculados a la línea de transmisión Las Tórtolas- Maitenes (de uso exclusivo por parte de la Red de distribución Los Bronces, Figura 6.1).

$$CTA_{MAITENES}^{15[kV]} = CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]}$$

$$= \frac{Costos_Distribución_{MAITENES}}{FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} + FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]}} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]}$$

Donde,

$CTA_{MAITENES}^{15[kV]}$ Porción del Costo de distribución de transmisión Adicional de las instalaciones asociadas a la línea de transmisión Las tórtolas- Maitenes, asignable al nivel de 15 [kV].

Luego, el Costo de distribución de la transmisión Adicional correspondiente a Maitenes, se paga mediante cargo a las distintas Redes de tensión involucradas (66 [kV] y 15 [kV]), de la siguiente manera:

$$CTA_{MAITENES} = CTA_{MAITENES}^{66[kV]} + CTA_{MAITENES}^{15[kV]}$$

F.1.3.3 Costo de distribución etapa de 15 [kV]

A partir del 4° componente de la expresión $IP_{15[kV]}$, se obtiene

$$CF_{15[kV]} \cdot PF_{15[kV]} = \frac{Costos_Distribución_{15[kV]}}{PF_{15[kV]}} \cdot PF_{15[kV]} = Costos_Distribución_{15[kV]}$$

Lo cual evidencia que la aplicación de las tarifas base, en el nivel de 15 [kV], permite recuperar los costos de distribución asociados a esta red de distribución.

F.1.3.4 Costos de Compra de Energía

El cargo por Energía en el nivel de 15 [kV], permite recuperar el costo de compra de la energía asociada a los consumos de la red de 15 [kV], como parte del costo de compra de energía facturado por la empresa Generadora suministradora de electricidad.

$$Costo_Compra_Energía_{15[kV]} = PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot E_{15[kV]}$$

Donde $E_{15[kV]}$, corresponde a la energía total consumida durante el periodo de facturación por parte de los consumos que se desprenden directamente de la red de 15 [kV].

F.1.4 Costos de asociados a la Red de 23 [kV]

Según se señaló anteriormente, el ingreso por potencia en 23 [kV] tiene la expresión:

$$IP_{23[kV]} = CP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]} + CF_{23[kV]} \cdot (PF_{23[kV]} - PP_{23[kV]})$$

Es decir, el cargo por potencia de Punta en 23 [kV] se aplica sobre la Potencia de Punta en 23 [kV] (Potencia coincidente con la potencia máxima del sistema Eléctrico Faena Minera), mientras que el cargo por potencia fuera de punta de 23 [kV] se aplica sobre la suma de las potencias máximas individuales en la etapa de 23 [kV], menos la potencia de Punta en 23 [kV].

Luego, si se desarrolla la expresión para el ingreso por potencia en 23 [kV], se llega a que

$$IP_{23[kV]} = \underbrace{PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}}_{1^\circ \text{ componente}} + \underbrace{CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}}_{2^\circ \text{ componente}} + \underbrace{CUTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}}_{3^\circ \text{ componente}} + \underbrace{CF_{23[kV]} \cdot PF_{23[kV]}}_{4^\circ \text{ componente}}$$

F.1.4.1 Costos de Compra de Potencia

El cargo por potencia de punta en la red de 23 [kV], se ve reflejado en la 1^{era} componente de la expresión anterior, el cual permite recuperar el costo de compra de potencia asociado al nivel de 23 [kV], y es igual a:

$$Costo_Compra_Potencia_{23[kV]} = PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}$$

F.1.4.2 Costos de distribución Transmisión Adicional

El segundo componente de la expresión extendida del ingreso por potencia en 23 [kV], permite recuperar la porción de los Costos de transmisión Adicional, correspondientes a los costos de distribución vinculados a la línea de transmisión Punto de inyección- Las Tórtolas (de uso compartido por las redes de distribución Las Tórtolas y Los Bronces, Figura 6.1) y asignables al nivel de 23 [kV], según se indica a continuación

$$CTA_{LT-MAITENES}^{LT} = CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}$$

$$= \frac{Costos_Distribución_{LT-MAITENES}}{FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} + FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]} + FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}$$

Donde,

$CTA_{LT-MAITENES}^{LT}$ Porción del Costo de distribución de transmisión Adicional de las instalaciones asociadas a la línea de transmisión Punto de inyección- Las

tórtolas, asignable al nivel de 23 [kV] de la red de distribución Las Tórtolas.

Con ello, y en conjunto a la aplicación del cargo por potencia en la red de distribución de Los Bronces (red 66 [kV] y 15 [kV]), se recupera el costo asociado a la transmisión adicional correspondiente a las instalaciones de transmisión entre el nodo de alimentación y Las Tórtolas, según la expresión:

$$CTA_{LT_MAITENES} = CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_66[kV]} + CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_15[kV]} + CTA_{LT_MAITENES}^{LT}$$

Por su parte, el tercer componente del ingreso por potencia en 23 [kV], da cuenta de la recuperación de los costos de distribución de transmisión adicional, asociados al nivel de 23 [kV] de la red de distribución Las Tórtolas, correspondientes a los costos de distribución vinculados a los transformadores de poder instalados en S/E Las Tórtolas (de uso exclusivo por parte de la red de distribución Las Tórtolas, Figura 6.1).

$$CTA_{LT} = CUTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]} = \frac{\text{Costos_Distribución}_{LT}}{FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}$$

Donde,

CTA_{LT} Porción del costo de distribución de transmisión adicional de las instalaciones asociadas a los transformadores de poder, en S/E Las Tórtolas, asignable al nivel de 23 [kV].

F.1.4.3 Costo de distribución etapa de 23 [kV]

A partir del 4° componente de la expresión $IP_{23[kV]}$, se obtiene

$$CF_{23[kV]} \cdot PF_{23[kV]} = \frac{\text{Costos_Distribución}_{23[kV]}}{PF_{23[kV]}} \cdot PF_{23[kV]} = \text{Costos_Distribución}_{23[kV]}$$

Lo cual evidencia que la aplicación de las tarifas base al nivel de 23 [kV] permite recuperar los costos de distribución asociados a esta red de distribución.

F.1.4.4 Costos de Compra de Energía

El cargo por Energía en el nivel de 23 [kV], permite recuperar el costo de compra de la energía asociada a los consumos de la red de 23 [kV], como parte del costo de compra de energía facturado por la empresa generadora suministradora de electricidad.

$$\text{Costo_Compra_Energía}_{23[kV]} = PE_{LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot E_{23[kV]}$$

Donde $E_{23[kV]}$, corresponde a la energía total consumida durante el periodo de facturación por parte de los consumos que se desprenden directamente de la red de 23 [kV].

En definitiva, la aplicación de las tarifas base a los distintos niveles de tensión involucrados en el Sistema eléctrico de la Faena Minera, permite recuperar los siguientes costos:

F.1.5 Ingresos percibidos por Faena Minera

Los costos que conforman el pago efectuado por parte de la Faena minera, cuyo destino es cubrir los costos de distribución de las redes presentes en el Sistema Eléctrico de la Faena Minera y los costos asociados a la comercialización (cobranza, registro de clientes y medición) son los siguientes:

$$\begin{aligned} \text{Costo}_{\text{Consumidores}} &= \sum_i \text{Costo}_{\text{Consumidores}_i} \\ \text{Costos}_{\text{Distribución}} &= \sum_i \text{Costos}_{\text{Distribución}_i} \end{aligned}$$

Donde el subíndice i da cuenta del nivel de tensión correspondiente (66 [kV], 15 [kV] o 23 [kV]).

F.1.6 Ingresos percibidos por Empresa Generadora

Los costos que conforman el pago efectuado por parte de la Faena minera, cuyo destino es cubrir los costos de distribución de las instalaciones de Transmisión Adicional, costos de compra de Potencia y Costos de Compra de Energía, son los siguientes:

$$CTA_{LT_MAITENES} = CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_66[kV]} + CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_15[kV]} + CTA_{LT_MAITENES}^{LT}$$

$$CTA_{LT} = CUTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}$$

$$CTA_{MAITENES} = CTA_{MAITENES}^{66[kV]} + CTA_{MAITENES}^{15[kV]}$$

$$\text{Costos}_{\text{Compra}_{\text{Potencia}}} = \sum_i \text{Costos}_{\text{Compra}_{\text{Potencia}_i}}$$

$$\text{Costos}_{\text{Compra}_{\text{Energía}}} = \sum_i \text{Costos}_{\text{Compra}_{\text{Energía}_i}}$$

Donde el subíndice i da cuenta del nivel de tensión correspondiente (66 [kV], 15 [kV] o 23 [kV]).

F.2 Recuperación de Costos a partir de los Parámetros Tarifarios

Teóricamente, se establece que la aplicación de las tarifas base para cada categoría de consumidor a los consumos respectivos, debe dar como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos por la aplicación de la tarifa base, a la totalidad de los consumos servidos en cada nivel de tensión. De esta forma, a continuación se validarán los distintos parámetros tarifarios de manera de corroborar la equivalencia entre los ingresos percibidos por la aplicación de las tarifas base y los obtenidos mediante las categorías tarifarias.

Si se desarrollan las expresiones de los ingresos de facturación mensual de las distintas categorías tarifarias, se obtiene que:

El Ingreso facturado mensual asociado a la Categoría 1 en el nivel de 66 [kV], es como sigue:

$$\begin{aligned}
 IFM_{categ_1,66[kV]} &= NC_{categ_1,66[kV]} \cdot CC_{categ_1,66[kV]} + CV_{categ_1,66[kV]} \cdot E_{categ_1,66[kV]} \\
 &= \underbrace{NC_{categ_1,66[kV]} \cdot CC_{categ_1,66[kV]}}_{Componente_1} + \underbrace{PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot E_{categ_1,66[kV]}}_{Componente_2} + \\
 &\quad \underbrace{PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot f_{coinSist_1,66[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,66[kV]}}{730 \cdot FC_{1,66[kV]}}}_{Componente_3} + \\
 &\quad \underbrace{CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot f_{coinSist_1,66[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,66[kV]}}{730 \cdot FC_{1,66[kV]}}}_{Componente_4} + \\
 &\quad \underbrace{CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot f_{coinSist_1,66[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,66[kV]}}{730 \cdot FC_{1,66[kV]}}}_{Componente_5} + \underbrace{CF_{66[kV]} \cdot f_{divCateg_1,66[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,66[kV]}}{730 \cdot FC_{1,66[kV]}}}_{Componente_6}
 \end{aligned}$$

El Ingreso facturado mensual asociado a la Categoría 1 en el nivel de 15 [kV], es:

$$\begin{aligned}
 IFM_{categ_1,15[kV]} &= NC_{categ_1,15[kV]} \cdot CC_{categ_1,15[kV]} + CV_{categ_1,15[kV]} \cdot E_{categ_1,15[kV]} \\
 &= \underbrace{NC_{categ_1,15[kV]} \cdot CC_{categ_1,15[kV]}}_{Componente_1} + \underbrace{PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot E_{categ_1,15[kV]}}_{Componente_2} + \\
 &\quad \underbrace{PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot f_{coinSist_1,15[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,15[kV]}}{730 \cdot FC_{1,15[kV]}}}_{Componente_3} + \\
 &\quad \underbrace{CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot f_{coinSist_1,15[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,15[kV]}}{730 \cdot FC_{1,15[kV]}}}_{Componente_4} + \\
 &\quad \underbrace{CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot f_{coinSist_1,15[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,15[kV]}}{730 \cdot FC_{1,15[kV]}}}_{Componente_5} + \\
 &\quad \underbrace{CF_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot f_{divCateg_1,15[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,15[kV]}}{730 \cdot FC_{1,15[kV]}}}_{Componente_6} + \underbrace{CF_{15[kV]} \cdot f_{divCateg_1,15[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,15[kV]}}{730 \cdot FC_{1,15[kV]}}}_{Componente_7}
 \end{aligned}$$

El Ingreso facturado mensual asociado a la Categoría 1 en el nivel de 23 [kV], es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 IFM_{categ_1,23[kV]} &= NC_{categ_1,23[kV]} \cdot CC_{categ_1,23[kV]} + CV_{categ_1,23[kV]} \cdot E_{categ_1,23[kV]} \\
 &= \underbrace{NC_{categ_1,23[kV]} \cdot CC_{categ_1,23[kV]}}_{Componente_1} + \underbrace{PE_{LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot E_{categ_1,23[kV]}}_{Componente_2} + \\
 &\quad \underbrace{PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot f_{coinSist_1,23[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,23[kV]}}{730 \cdot FC_{1,23[kV]}}}_{Componente_3} + \\
 &\quad \underbrace{CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot f_{coinSist_1,23[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,23[kV]}}{730 \cdot FC_{1,23[kV]}}}_{Componente_4} + \\
 &\quad \underbrace{CUTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot f_{coinSist_1,23[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,23[kV]}}{730 \cdot FC_{1,23[kV]}}}_{Componente_5} + \underbrace{CF_{23[kV]} \cdot f_{divCateg_1,23[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,23[kV]}}{730 \cdot FC_{1,23[kV]}}}_{Componente_6}
 \end{aligned}$$

El Ingreso facturado mensual asociado a la Categoría 2 en el nivel de 66 [kV], tiene la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 IFM_{Categ_2,66[kV]} &= NC_{Categ_2,66[kV]} \cdot CC_{Categ_2,66[kV]} + CE_{Categ_2,66[kV]} \cdot E_{categ_2,66[kV]} + \\
 &\quad CP_{Categ_2,66[kV]} \cdot \sum Pmáx_{Categ_2,66[kV]} \\
 &= \underbrace{NC_{Categ_2,66[kV]} \cdot CC_{Categ_2,66[kV]}}_{Componente_1} + \underbrace{PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot E_{categ_2,66[kV]}}_{Componente_2} + \\
 &\quad \underbrace{PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot \frac{f_{coinSist_2,66[kV]}}{f_{divCat_2,66[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categ_2,66[kV]}}_{Componente_3} + \\
 &\quad \underbrace{CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot \frac{f_{coinSist_2,66[kV]}}{f_{divCat_2,66[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categ_2,66[kV]}}_{Componente_4} + \\
 &\quad \underbrace{CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot \frac{f_{coinSist_2,66[kV]}}{f_{divCat_2,66[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categ_2,66[kV]}}_{Componente_5} + \underbrace{CF_{66[kV]} \cdot \sum Pmáx_{Categ_2,66[kV]}}_{Componente_6}
 \end{aligned}$$

El Ingreso facturado mensual asociado a la Categoría 2 en el nivel de 15 [kV], es como sigue:

$$\begin{aligned}
IFM_{Categor\ 2,15[kV]} &= NC_{Categor\ 2,15[kV]} \cdot CC_{Categor\ 2,15[kV]} + CE_{Categor\ 2,15[kV]} \cdot E_{categ\ 2,15[kV]} + \\
& CP_{Categor\ 2,15[kV]} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,15[kV]} \\
&= \underbrace{NC_{Categor\ 2,15[kV]} \cdot CC_{Categor\ 2,15[kV]}}_{Componente\ 1} + \underbrace{PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot E_{categ\ 2,15[kV]}}_{Componente\ 2} + \\
& \underbrace{PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot \frac{f_{coinSist\ 2,15[kV]}}{f_{divCat\ 2,15[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,15[kV]}}_{Componente\ 3} + \\
& \underbrace{CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot \frac{f_{coinSist\ 2,15[kV]}}{f_{divCat\ 2,15[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,15[kV]}}_{Componente\ 4} + \\
& \underbrace{CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot \frac{f_{coinSist\ 2,15[kV]}}{f_{divCat\ 2,15[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,15[kV]}}_{Componente\ 5} + \\
& \underbrace{CF_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,15[kV]}}_{Componente\ 6} + \underbrace{CF_{15[kV]} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,15[kV]}}_{Componente\ 7}
\end{aligned}$$

El Ingreso facturado mensual asociado a la Categoría 2 en el nivel de 23 [kV], es el siguiente:

$$\begin{aligned}
IFM_{Categor\ 2,23[kV]} &= NC_{Categor\ 2,23[kV]} \cdot CC_{Categor\ 2,23[kV]} + CE_{Categor\ 2,23[kV]} \cdot E_{categ\ 2,23[kV]} + \\
& CP_{Categor\ 2,23[kV]} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,23[kV]} \\
&= \underbrace{NC_{Categor\ 2,23[kV]} \cdot CC_{Categor\ 2,23[kV]}}_{Componente\ 1} + \underbrace{PE_{LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot E_{categ\ 2,23[kV]}}_{Componente\ 2} + \\
& \underbrace{PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot \frac{f_{coinSist\ 2,23[kV]}}{f_{divCat\ 2,23[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,23[kV]}}_{Componente\ 3} + \\
& \underbrace{CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot \frac{f_{coinSist\ 2,23[kV]}}{f_{divCat\ 2,23[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,23[kV]}}_{Componente\ 4} + \\
& \underbrace{CUTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot \frac{f_{coinSist\ 2,23[kV]}}{f_{divCat\ 2,23[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,23[kV]}}_{Componente\ 5} + \underbrace{CF_{23[kV]} \cdot \sum Pmáx_{Categor\ 2,23[kV]}}_{Componente\ 6}
\end{aligned}$$

F.2.1 Costos de Consumidores

La recuperación del costo asociado a este ítem es directa. Y es que la aplicación del parámetro tarifario cargo de consumidores, permite recuperar en forma íntegra el costo incurrido asociado a este ítem.

Luego, si se agrupa la componente 1 de los ingresos de facturación mensual asociados a las categorías 1 y 2, para los distintos niveles de tensión, se tendrá

$$Costo_Consumidores = \sum_{j=1}^2 \sum_{i=1}^3 NC_{Categor_j,i} \cdot CC_{categor_j,i}$$

Lo cual da cuenta de la recuperación íntegra del costo de consumidores correspondiente a la actividad de tarificación eléctrica.

F.2.2 Costos asociados a la Red de 66 [kV]

F.2.2.1 Costos de Compra de Potencia

Si se agrupa la componente 3 del $IFM_{categor_1,66[kV]}$ e $IFM_{categor_2,66[kV]}$, se tendrá:

$$\begin{aligned} & Costo_Compra_Potencia_{66[kV]} \\ &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot \underbrace{\left(f_{coinSist_1,66[kV]} \cdot \frac{E_{categor_1,66[kV]}}{730 \cdot FC_{1,66[kV]}} + \frac{f_{coinSist_2,66[kV]}}{f_{divCat_2,66[kV]}} \cdot \sum P_{m\acute{a}x}_{Categor\ 2,66[kV]} \right)}_A \\ &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot \left(\frac{P_{catCoin_1,66[kV]}}{P_{m\acute{a}xCat_1,66[kV]}} \cdot \frac{E_{categor_1,66[kV]}}{730} \cdot \frac{P_{m\acute{a}x_Categor_1,66[kV]}}{P_{med_Categor_1,66[kV]}} + \right. \\ & \quad \left. \frac{P_{catCoin_2,66[kV]}}{P_{m\acute{a}xCat_2,66[kV]}} \cdot \sum P_{m\acute{a}x}_{Categor\ 2,66[kV]} \cdot \frac{P_{m\acute{a}xCat_2,66[kV]}}{\sum P_{m\acute{a}x}_{Categor\ 2,66[kV]}} \right) \\ &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot \underbrace{\left(P_{catCoin_1,66[kV]} + P_{catCoin_2,66[kV]} \right)}_A \\ &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot A \end{aligned}$$

Luego, el factor “A” es la suma entre la potencia de la categoría 1, correspondiente al nivel de tensión 66 [kV], y la potencia de la categoría 2, correspondiente al nivel de tensión 66 [kV], coincidentes con la potencia de punta del sistema eléctrico faena minera. Por lo tanto, en vista de que se cuenta con solamente 2 categorías a las cuales puedan pertenecer los clientes asociados al nivel de tensión de 66 [kV], sigue que dicha suma es equivalente a la potencia de punta en 66 [kV], $PP_{66[kV]}$, la que se define como la potencia coincidente, en el nivel de 66 [kV], con la potencia máxima del sistema eléctrico faena minera. Es decir,

$$Costo_Compra_Potencia_{66[kV]} = PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}$$

F.2.2.2 Costos de distribución Transmisión Adicional

Si se agrupa la componente 4 del $IFM_{categor_1,66[kV]}$ e $IFM_{categor_2,66[kV]}$, se tendrá:

$$\begin{aligned}
& CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_66[kV]} \\
&= CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot \left(\underbrace{f_{coinSist_1,66[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,66[kV]}}{730 \cdot FC_{1,66[kV]}} + \frac{f_{coinSist_2,66[kV]}}{f_{divCat_2,66[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categ2,66[kV]}}_A \right) \\
&= CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot A \\
&= CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}
\end{aligned}$$

Agrupando la componente 5 del $IFM_{categ_1,66[kV]}$ e $IFM_{categ_2,66[kV]}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
& CTA_{MAITENES}^{66[kV]} \\
&= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot \left(\underbrace{f_{coinSist_1,66[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,66[kV]}}{730 \cdot FC_{1,66[kV]}} + \frac{f_{coinSist_2,66[kV]}}{f_{divCat_2,66[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categ2,66[kV]}}_A \right) \\
&= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot A \\
&= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]}
\end{aligned}$$

F.2.2.3 Costos de distribución etapa de 66 [kV]

Agrupando las componentes 6 del $IFM_{categ_1,66[kV]}$ e $IFM_{categ_2,66[kV]}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
& Costos_Distribución_{Red_66[kV]}^{66[kV]} \\
&= CF_{66[kV]} \cdot \left(f_{divCateg_1_66[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,66[kV]}}{730 \cdot FC_{1,66[kV]}} + \sum Pmáx_{Categ2,66[kV]} \right) \\
&= CF_{66[kV]} \cdot \left(\frac{\sum Pmáx_{Categ1,66[kV]}}{P_{máx_Cat_1,66[kV]}} \cdot \frac{E_{categ_1,66[kV]}}{730} \cdot \frac{P_{máx_Categ1,66[kV]}}{P_{med_Categ_1,66[kV]}} + \sum Pmáx_{Categ2,66[kV]} \right) \\
&= CF_{66[kV]} \cdot \underbrace{\left(\sum Pmáx_{Categ1,66[kV]} + \sum Pmáx_{Categ2,66[kV]} \right)}_{A.2} \\
&= CF_{66[kV]} \cdot A.2
\end{aligned}$$

F.2.2.4 Costos de Compra de Energía

Al agrupar la componente 2 del $IFM_{categ_1,66[kV]}$ e $IFM_{categ_2,66[kV]}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
& Costo_Compra_Energía_{66[kV]} \\
&= PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot E_{categ_1,66[kV]} + PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot E_{categ_2,66[kV]} \\
&= PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot \left(E_{categ_1,66[kV]} + E_{categ_2,66[kV]} \right) \\
&= PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot E_{66[kV]} \\
&= PNE \cdot FPE_{TA_MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot E_{66[kV]}
\end{aligned}$$

F.2.3 Costos asociados a la Red de 15 [kV]

F.2.3.1 Costos de Compra de Potencia

Si se agrupa la componente 3 del $IFM_{\text{categ}_1,15[\text{kV}]}$ e $IFM_{\text{categ}_2,15[\text{kV}]}$, se tendrá:

$Costo_Compra_Potencia_{15[\text{kV}]}$

$$\begin{aligned}
 &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot \underbrace{\left(f_{\text{coinSist}_1,15[\text{kV}]} \cdot \frac{E_{\text{categ}_1,15[\text{kV}]}}{730 \cdot FC_{1,15[\text{kV}]}} + \frac{f_{\text{coinSist}_2,15[\text{kV}]}}{f_{\text{divCat}_2,15[\text{kV}]}} \cdot \sum P_{\text{máx}}_{\text{Categ } 2,15[\text{kV}]} \right)}_B \\
 &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot \left(\frac{P_{\text{catCoin}_1,15[\text{kV}]}}{P_{\text{máxCat}_1,15[\text{kV}]}} \cdot \frac{E_{\text{categ}_1,15[\text{kV}]}}{730} \cdot \frac{P_{\text{máxCat}_1,15[\text{kV}]}}{P_{\text{med_Categ}_1,15[\text{kV}]}} + \right. \\
 &\quad \left. \frac{P_{\text{catCoin}_2,15[\text{kV}]}}{P_{\text{máxCat}_2,15[\text{kV}]}} \cdot \sum P_{\text{máxCat}_2,15[\text{kV}]} \cdot \frac{P_{\text{máxCat}_2,15[\text{kV}]}}{\sum P_{\text{máxCat}_2,15[\text{kV}]}} \right) \\
 &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot \underbrace{\left(P_{\text{catCoin}_1,15[\text{kV}]} + P_{\text{catCoin}_2,15[\text{kV}]} \right)}_B \\
 &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot B
 \end{aligned}$$

Luego, el factor “B” es la suma entre la potencia de la categoría 1, correspondiente al nivel de tensión 15 [kV], y la potencia de la categoría 2, correspondiente al nivel de tensión 15 [kV], coincidentes con la potencia de punta del sistema eléctrico faena minera. Por lo tanto, en vista de que se cuenta con solamente 2 categorías a las cuales puedan pertenecer los clientes asociados al nivel de tensión de 15 [kV], sigue que dicha suma es equivalente a la potencia de punta en 15 [kV], $PP_{15[\text{kV}]}$, la que se define como la potencia coincidente, en el nivel de 15 [kV], con la potencia máxima del sistema eléctrico faena minera. Es decir,

$$Costo_Compra_Potencia_{15[\text{kV}]} = PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]}$$

F.2.3.2 Costos de distribución Transmisión Adicional

Si se agrupa la componente 4 del $IFM_{\text{categ}_1,15[\text{kV}]}$ e $IFM_{\text{categ}_2,15[\text{kV}]}$, se tendrá:

$CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_15[\text{kV}]}$

$$\begin{aligned}
 &= CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot \underbrace{\left(f_{\text{coinSist}_1,15[\text{kV}]} \cdot \frac{E_{\text{categ}_1,15[\text{kV}]}}{730 \cdot FC_{1,15[\text{kV}]}} + \frac{f_{\text{coinSist}_2,15[\text{kV}]}}{f_{\text{divCat}_2,15[\text{kV}]}} \cdot \sum P_{\text{máxCat}_2,15[\text{kV}]} \right)}_B \\
 &= CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot B \\
 &= CUTA_{LT-MAITENES} \cdot FPP_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot PP_{15[\text{kV}]}
 \end{aligned}$$

Ahora bien, agrupando la componente 5 del $IFM_{\text{categ}_1,15[\text{kV}]}$ e $IFM_{\text{categ}_2,15[\text{kV}]}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
& CTA_{MAITENES}^{15[kV]} \\
&= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot \underbrace{\left(f_{coinSist_1,15[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,15[kV]}}{730 \cdot FC_{1,15[kV]}} + \frac{f_{coinSist_2,15[kV]}}{f_{divCat_2,15[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categ\ 2,15[kV]} \right)}_B \\
&= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot B \\
&= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]}
\end{aligned}$$

F.2.3.3 Costos de distribución de la Red de 66 [kV]

Agrupando la componente 6 del $IFM_{categ_1,15[kV]}$ e $IFM_{categ_2,15[kV]}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
Costos_Distribución_{Red_66[kV]}^{15[kV]} &= CF_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot \underbrace{\left(f_{divCateg_1,15[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,15[kV]}}{730 \cdot FC_{1,15[kV]}} + \sum Pmáx_{Categ\ 2,15[kV]} \right)}_{B.2} \\
&= CF_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot \left(\frac{\sum Pmáx_{Categ\ 1,15[kV]}}{P_{máx_Cat_1,15[kV]}} \cdot \frac{E_{categ_1,15[kV]}}{730} \cdot \frac{P_{máx_Categ_1,15[kV]}}{P_{med_Categ_1,15[kV]}} + \sum Pmáx_{Categ\ 2,15[kV]} \right) \\
&= CF_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot \underbrace{\left(\sum Pmáx_{Categ\ 1,15[kV]} + \sum Pmáx_{Categ\ 2,15[kV]} \right)}_{B.2} \\
&= CF_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot B.2
\end{aligned}$$

F.2.3.4 Costos de distribución de la Red de 15 [kV]

Agrupando la componente 7 del $IFM_{categ_1,15[kV]}$ e $IFM_{categ_2,15[kV]}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
Costos_Distribución_{15[kV]} &= CF_{15[kV]} \cdot \underbrace{\left(f_{divCateg_1,15[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,15[kV]}}{730 \cdot FC_{1,15[kV]}} + \sum Pmáx_{Categ\ 2,15[kV]} \right)}_{B.2} \\
&= CF_{15[kV]} \cdot B.2
\end{aligned}$$

F.2.3.5 Costos de Compra de Energía

Agrupando la componente 2 del $IFM_{categ_1,15[kV]}$ e $IFM_{categ_2,15[kV]}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
Costo_Compra_Energía_{15[kV]} &= PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot E_{categ_1,15[kV]} + PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot E_{categ_1,15[kV]} \\
&= PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot (E_{categ_1,15[kV]} + E_{categ_2,15[kV]}) \\
&= PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot E_{15[kV]} \\
&= PNE \cdot FPE_{TA_MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot E_{15[kV]}
\end{aligned}$$

F.2.4 Costos asociados a la Red de 23[kV]

F.2.4.1 Costos de Compra de Potencia

Si se agrupa la componente 3 del $IFM_{\text{categ_1,23[kV]}}$ e $IFM_{\text{categ_2,23[kV]}}$, se tendrá:

$$\begin{aligned}
 & \text{Costo_Compra_Potencia}_{23[\text{kV}]} \\
 &= PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot \underbrace{\left(f_{\text{coinSist_1,23[kV]}} \cdot \frac{E_{\text{categ_1,23[kV]}}}{730 \cdot FC_{1,23[\text{kV}]}} + \frac{f_{\text{coinSist_2,23[kV]}}}{f_{\text{divCat_2,23[kV]}}} \cdot \sum P_{\text{máx}}_{\text{Categ 2,23[kV]}} \right)}_C \\
 &= PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot \left(\frac{P_{\text{catCoin_1,23[kV]}}}{P_{\text{máxCat_1,23[kV]}}} \cdot \frac{E_{\text{categ_1,23[kV]}}}{730} \cdot \frac{P_{\text{máxCat_1,23[kV]}}}{P_{\text{med_Categ_1,23[kV]}}} + \right. \\
 & \quad \left. \frac{P_{\text{catCoin_2,23[kV]}}}{P_{\text{máxCat_2,23[kV]}}} \cdot \sum P_{\text{máxCat_2,23[kV]}} \cdot \frac{P_{\text{máxCat_2,23[kV]}}}{\sum P_{\text{máxCat_2,23[kV]}}} \right) \\
 &= PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot \underbrace{\left(P_{\text{catCoin_1,23[kV]}} + P_{\text{catCoin_2,23[kV]}} \right)}_C \\
 &= PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot C
 \end{aligned}$$

Luego, el factor “C” es la suma entre la potencia de la categoría 1, correspondiente al nivel de tensión 23 [kV], y la potencia de la categoría 2, correspondiente al nivel de tensión 23 [kV], coincidentes con la potencia de punta del sistema eléctrico faena minera. Por lo tanto, en vista de que se cuenta con solamente 2 categorías a las cuales puedan pertenecer los clientes asociados al nivel de tensión de 23 [kV], sigue que dicha suma es equivalente a la potencia de punta en 23 [kV], $PP_{23[\text{kV}]}$, la que se define como la potencia coincidente, en el nivel de 23 [kV], con la potencia máxima del sistema eléctrico faena minera. Es decir,

$$\text{Costo_Compra_Potencia}_{23[\text{kV}]} = PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot PP_{23[\text{kV}]}$$

F.2.4.2 Costos de Transmisión Adicional

Si se agrupa la componente 4 del $IFM_{\text{categ_1,23[kV]}}$ e $IFM_{\text{categ_2,23[kV]}}$, se tendrá:

$$\begin{aligned}
 & CTA_{LT_MAITENES}^{LT} \\
 &= CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot \underbrace{\left(f_{\text{coinSist_1,23[kV]}} \cdot \frac{E_{\text{categ_1,23[kV]}}}{730 \cdot FC_{1,23[\text{kV}]}} + \frac{f_{\text{coinSist_2,23[kV]}}}{f_{\text{divCat_2,23[kV]}}} \cdot \sum P_{\text{máxCat_2,23[kV]}} \right)}_C \\
 &= CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot C \\
 &= CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{23[\text{kV}]} \cdot PP_{23[\text{kV}]}
 \end{aligned}$$

Ahora bien, agrupando la componente 5 del $IFM_{\text{categ_1,23[kV]}}$ e $IFM_{\text{categ_2,23[kV]}}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
& CTA_{LT} \\
&= CUTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot \underbrace{\left(f_{coinSist_1,23[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,23[kV]}}{730 \cdot FC_{1,23[kV]}} + \frac{f_{coinSist_2,23[kV]}}{f_{divCat_2,23[kV]}} \cdot \sum Pmáx_{Categ\ 2,23[kV]} \right)}_C \\
&= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot C \\
&= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]}
\end{aligned}$$

F.2.4.3 Costos de distribución etapa de 23 [kV]

Agrupando la componente 6 del $IFM_{categ_1,23[kV]}$ e $IFM_{categ_2,23[kV]}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
Costos_Distribución_{23[kV]} &= CF_{23[kV]} \cdot \underbrace{\left(f_{divCateg_1,23[kV]} \cdot \frac{E_{categ_1,23[kV]}}{730 \cdot FC_{1,23[kV]}} + \sum Pmáx_{Categ\ 2,23[kV]} \right)}_{C.2} \\
&= CF_{23[kV]} \cdot \left(\frac{\sum Pmáx_{Categ\ 1,23[kV]}}{P_{máx_Cat_1,23[kV]}} \cdot \frac{E_{categ_1,23[kV]}}{730} \cdot \frac{P_{máx_Categ_1,23[kV]}}{P_{med_Categ_1,23[kV]}} + \sum Pmáx_{Categ\ 2,23[kV]} \right) \\
&= CF_{23[kV]} \cdot \left(\sum Pmáx_{Categ\ 1,23[kV]} + \sum Pmáx_{Categ\ 2,23[kV]} \right) \\
&= CF_{23[kV]} \cdot C.2
\end{aligned}$$

F.2.4.4 Costos de Compra de Energía

Agrupando la componente 2 del $IFM_{categ_1,23[kV]}$ e $IFM_{categ_2,23[kV]}$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
Costo_Compra_Energía_{23[kV]} &= PE_{LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot (E_{categ_2,23[kV]} + E_{categ_1,23[kV]}) \\
&= PE_{LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot E_{23[kV]} \\
&= PNE \cdot FPE_{TA_LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot E_{23[kV]}
\end{aligned}$$

F.3 Ingresos percibidos por Faena Minera

Los ingresos que percibe la faena minera como consecuencia de la aplicación de los parámetros tarifarios a los distintos clientes al interior de su sistema de distribución, son los siguientes:

F.3.1 Costos de Consumidores

$$Costo_Consumidores = \sum_{j=1}^2 \sum_{i=1}^3 NC_{Categ_j,i} \cdot CC_{categ_j,i}$$

Donde el subíndice “j” da cuenta de la categoría tarifaria y, el índice “i” del nivel de tensión correspondiente.

Dado que el Cargo de consumidores se calcula por nivel de tensión, sigue que dicho cargo tendrá el mismo valor para distintas categorías tarifarias mientras estén relacionadas con un mismo nivel de voltaje.

Donde el subíndice “j” da cuenta de la categoría tarifaria y, el índice “i” del nivel de tensión correspondiente.

$$\begin{aligned} \text{Costo}_{\text{Consumidores}} &= \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^2 NC_{\text{Categ}_{-j,i}} \cdot CC_i \\ &= \sum_i NC_i \cdot CC_i \end{aligned}$$

F.3.2 Costos de Distribución 66[kV]

$$\begin{aligned} \text{Costos}_{\text{Distribución}}_{66[\text{kV}]} &= \text{Costos}_{\text{Distribución}}_{\text{Red}_{-66[\text{kV}]}}^{66[\text{kV}]} + \text{Costos}_{\text{Distribución}}_{\text{Red}_{-66[\text{kV}]}}^{15[\text{kV}]} \\ &= CF_{66[\text{kV}]} \cdot A.2 + CF_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot B.2 \\ &= CF_{66[\text{kV}]} \cdot \left(\sum Pmáx_{\text{Categ}1,66[\text{kV}]} + \sum Pmáx_{\text{Categ}2,66[\text{kV}]} \right) + \\ &CF_{66[\text{kV}]} \cdot FPP_{15[\text{kV}]} \cdot \left(\sum Pmáx_{\text{Categ}1,15[\text{kV}]} + \sum Pmáx_{\text{Categ}2,15[\text{kV}]} \right) \\ &= CF_{66[\text{kV}]} \cdot \underbrace{\left(\sum Pmáx_{\text{Categ}1,66[\text{kV}]} + \sum Pmáx_{\text{Categ}2,66[\text{kV}]} + FPP_{15[\text{kV}]} \cdot \left(\sum Pmáx_{\text{Categ}1,15[\text{kV}]} + \sum Pmáx_{\text{Categ}2,15[\text{kV}]} \right) \right)}_{A.3} \end{aligned}$$

Luego, el factor A.3 es la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 66 [kV], incluyendo la suma de las demandas máximas en la entrada de los transformadores de 66/15 [kV]. Es decir,

$$\text{Costos}_{\text{Distribución}}_{66[\text{kV}]} = CF_{66[\text{kV}]} \cdot PF_{66[\text{kV}]}$$

F.3.3 Costos de Distribución 15 [kV]

$$\begin{aligned} \text{Costos}_{\text{Distribución}}_{15[\text{kV}]} &= CF_{15[\text{kV}]} \cdot \left(f_{\text{div} \text{Categ}_{-1,15[\text{kV}]}} \cdot \frac{E_{\text{categ}_{-1,15[\text{kV}]}}}{730 \cdot FC_{1,15[\text{kV}]}} + \sum Pmáx_{\text{Categ}2,15[\text{kV}]} \right) \\ &= CF_{15[\text{kV}]} \cdot B.2 \end{aligned}$$

El factor B.2 es igual a la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 15 [kV]. Es decir,

$$\text{Costos}_{\text{Distribución}}_{15[\text{kV}]} = CF_{15[\text{kV}]} \cdot PF_{15[\text{kV}]}$$

F.3.4 Costos de Distribución 23 [kV]

$$\begin{aligned} \text{Costos}_{\text{Distribución}}_{23[\text{kV}]} &= CF_{23[\text{kV}]} \cdot \left(\sum Pmáx_{\text{Categ}1,23[\text{kV}]} + \sum Pmáx_{\text{Categ}2,23[\text{kV}]} \right) \\ &= CF_{23[\text{kV}]} \cdot C.2 \end{aligned}$$

Luego, el factor C.2 es igual a la sumatoria de las demandas máximas individuales en la etapa de 23 [kV]. Es decir,

$$\text{Costos}_{\text{Distribución}}_{23[\text{kV}]} = CF_{23[\text{kV}]} \cdot PF_{23[\text{kV}]}$$

Luego,

$$\text{Costos}_{_Distribución} = \sum_i \text{Costos}_{_Distribución}_i$$

Donde “i” denota el nivel de tensión correspondiente.

F.4 Ingresos percibidos por Empresa Generadora

F.4.1 Costos de Distribución Transmisión Adicional

F.4.1.1 Transmisión Adicional Las Tórtolas- Maitenes

$$\begin{aligned} & CTA_{LT_MAITENES} \\ &= CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} + CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]} + \\ & CUTA_{LT_MAITENES} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]} \\ &= CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_66[kV]} + CTA_{LT_MAITENES}^{MAITENES_15[kV]} + CTA_{LT_MAITENES}^{LT} \end{aligned}$$

F.4.1.2 Transmisión Adicional Maitenes

$$\begin{aligned} CTA_{MAITENES} &= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot A + CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot B \\ &= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} + CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]} \\ &= CTA_{MAITENES}^{66[kV]} + CTA_{MAITENES}^{15[kV]} \end{aligned}$$

F.4.1.3 Transmisión Adicional Las Tórtolas

$$\begin{aligned} CTA_{LT} &= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot C \\ &= CUTA_{MAITENES} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]} \end{aligned}$$

F.4.2 Costos de Compra de Potencia

$$\begin{aligned} \text{Costo}_{_Compra}_{_Potencia}_{66[kV]} &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot PP_{66[kV]} \\ \text{Costo}_{_Compra}_{_Potencia}_{15[kV]} &= PNP \cdot FPPTA_{MAITENES} \cdot FPP_{66[kV]} \cdot FPP_{15[kV]} \cdot PP_{15[kV]} \\ \text{Costo}_{_Compra}_{_Potencia}_{23[kV]} &= PNP \cdot FPPTA_{LT} \cdot FPP_{23[kV]} \cdot PP_{23[kV]} \end{aligned}$$

Luego,

$$\text{Costos}_{_Compra}_{_Potencia} = \sum_i \text{Costos}_{_Compra}_{_Potencia}_i$$

Donde “i” denota el nivel de tensión correspondiente.

F.4.3 Costos de Compra de Energía

$$\begin{aligned} \text{Costo}_{_Compra}_{_Energía}_{66[kV]} &= PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot (E_{categ_1,66[kV]} + E_{categ_2,66[kV]}) \\ &= PNE \cdot FPE_{TA_MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot E_{66[kV]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo_Compra_Energía}_{15[kV]} &= PE_{MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot (E_{categ_1,15[kV]} + E_{categ_2,15[kV]}) \\ &= PNE \cdot FPE_{TA_MAITENES} \cdot FPE_{66[kV]} \cdot FPE_{15[kV]} \cdot E_{15[kV]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo_Compra_Energía}_{23[kV]} &= PE_{LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot (E_{categ_2,23[kV]} + E_{categ_2,23[kV]}) \\ &= PNE \cdot FPE_{TA_LT} \cdot FPE_{23[kV]} \cdot E_{23[kV]} \end{aligned}$$

Luego,

$$\text{Costos_Compra_Energía} = \sum_i \text{Costos_Compra_Energía}_i$$

Donde “i” denota el nivel de tensión correspondiente.

Apéndice G: Resumen de índices de Intensidad Energética

Tabla G. 1: Detalle de Indicadores de Intensidad energética por áreas de producción

Área Faena Minera	Proceso Productivo	Producto	IE	Unidad
Planta Los Bronces	Chancado- Molienda- Espesaje	Material de Molienda	IE1	[kWh/tt]
STP/ SSA	STP/ SSA	Material de Molienda	IE2	[kWh/tt]
Lix I	Lixiviación I (LB)	PLS	IE3	[kWh/ton irrigada]
Lix I	SX- EW I (LB)	Cátodos	IE4	[kWh/ton cát.]
Lix II	Lixiviación II (SF)	PLS	IE5	[kWh/ton irrigada]
Lix II	SX- EW II (SF)	Cátodos	IE6	[kWh/ton cát.]
Lix II	Planta de Sulfatos	Cu en Sulfato	IE7	[kWh/ton sulfatos]
Lix II	Neutralización de Refino	m3 efluentes	IE8	[kWh/m3 efluentes]
STR y Repulpeo	STR y Repulpeo	Relave	IE9	[kWh/ton rep]
Operación Mina	Operación Mina	Material Removido	IE10	[kWh/ton removidas]
Planta L.T.	Flot./Remolienda-Esp./ Filtración- Tranque/ Aguas	Material de Molienda	IE11	[kWh/tt]
Planta L.T.	Planta de Molibdeno	Concentrado de Cu	IE12	[kWh/ton concentr.]

Tabla G. 2: Evolución Índices de Intensidad Energética periodo Octubre 2006- Septiembre 2007

IE	Unidad	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep
IE1	[kWh/tt]	17,68	15,71	15,46	15,80	19,55	11,82	16,43	15,05	17,26	18,70	19,49	19,05
	[ktt]	1782,90	1722,08	1989,66	1747,89	1697,28	1997,49	1836,11	1730,57	1865,69	1590,49	1610,02	1546,67
IE2	[kWh/tt]	2,32	2,43	4,00	3,87	2,30	3,84	4,05	4,83	2,36	3,39	2,70	4,27
	[ktt]	1782,90	1722,08	1989,66	1747,89	1697,28	1997,49	1836,11	1730,57	1865,69	1590,49	1610,02	1546,67
IE3	[kWh/ton irrigada]	0,05	0,04	0,05	0,03	0,03	0,03	0,06	0,05	0,05	0,02	0,05	0,04
	[kton irrigadas]	19230,00	19230,00	19230	19230,00	19230,00	24029,00	24029,00	24029,00	24029,00	24029,00	24029,00	24029,00
IE4	[kWh/ton cát.]	3028,19	2271,36	2559,61	2615,98	2607,10	2490,51	2939,30	2879,10	3367,40	3226,10	3626,97	2860,73
	[ton cát.]	875,16	1043,22	1151,971	1180,04	1095,79	1220,52	1151,20	1186,43	1094,20	1022,27	791,01	750,81
IE5	[kWh/ton irrigada]	0,08	0,07	0,09	0,11	0,09	0,10	0,08	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08
	[kton irrigadas]	30892,00	30892,00	30892	30982,00	30982,00	32447,00	36700,00	36700,00	36700,00	36700,00	36700,00	36700,00
IE6	[kWh/ton cát.]	3639,42	3624,58	3109,60	3558,60	3430,61	4203,74	3636,46	3519,00	3988,89	3230,87	3692,93	3911,81
	[ton cát.]	2370,10	2699,00	3052,486	2949,77	2692,92	2704,05	2704,87	2790,06	2720,91	2991,73	2847,51	2851,07
IE7	[kWh/ton sulfatos]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	78,58	94,16	108,27	130,13	113,63
	[ton Cu en Sulfato]	0,00	0,00	0	0,00	50,00	175,00	256,85	270,60	224,00	187,08	175,24	119,05
IE8	[kWh/m3 efluentes]	0,69	0,52	0,64	0,73	0,90	1,23	1,68	1,27	1,98	1,78	1,69	1,96
	[m3 efluentes]	525417,54	823900,00	749367,62	659213,00	384751,91	397284,47	227837,89	297168,94	194894,40	229666,47	230372,62	187487,43
IE9	[kWh/ton rep]	5,43	17,95	9,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	[kton rep]	390,88	300,96	139,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IE10	[kWh/ton removidas]	0,38	0,37	0,37	0,36	0,41	0,39	0,41	0,41	0,40	0,41	0,46	0,43
	[kton removidas]	6757,32	7032,69	7575,72	6736,59	6673,96	6667,55	7136,70	7680,57	6963,43	6787,47	7431,51	8446,11
IE11	[kWh/tt]	5,50	5,52	4,98	5,16	5,79	4,61	5,64	5,40	5,86	6,76	6,72	7,04
	[ktt]	1782,90	1722,08	1989,66	1747,89	1697,28	1997,49	1836,11	1730,57	1865,69	1590,49	1610,02	1546,67
IE12	[kWh/ton concentrado]	8,39	9,16	6,73	6,89	8,00	6,28	7,42	11,08	6,83	6,73	7,14	9,43
	[ton conc de cu]	47892,88	46558,46	52758,03	44546,68	41468,99	48704,40	43774,84	58185,32	54805,03	53508,35	56298,21	50980,89

