

Universidad de Valparaíso
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Civil Industrial



Propuesta de un sistema de generación de energía eléctrica en base a nuevas tecnologías energéticas, para reducir los costos por consumo eléctrico durante los periodos de horario punta
Caso: Empresa Lavandería V&C

por

Nicolás Manuel Vergara Gutiérrez
Nicolás Alfredo Villagrán Muñoz

Trabajo de Título para optar al Grado de Licenciado en Ciencias de la Ingeniería y Título de Ingeniero Civil Industrial

Profesor Guía: Samuel Varela

Noviembre, 2015

Agradecimientos

Agradecemos profundamente a nuestras familias, amigos, compañeros y profesores que nos motivaron a llegar a esta etapa de nuestras vidas. Sin duda sin su dedicación, afecto y amistad, difícilmente podríamos haber logrado este desafío.

Agradecemos también a la empresa Lavandería Industrial V&C quienes siempre tuvieron la mejor disposición para brindarnos toda la información necesaria para llevar a cabo este trabajo de título.

También le damos las gracias al profesor Samuel Varela por guiarnos durante este último tiempo, con todo el conocimiento y motivación.

*Nicolás Vergara G.
Nicolás Villagrán M.*

Índice General

Resumen ejecutivo.....	9
Capítulo 1: Introducción y objetivos	10
1.1 Introducción	10
1.2 Planteamiento del problema	11
1.3 Objetivo General	11
1.4 Objetivos Específicos.....	11
Capítulo 2: Política tarifaria eléctrica	12
2.1 Análisis de la política tarifaria eléctrica en Santiago.....	13
2.2 Definición de horario punta	17
Capítulo 3: Situación actual de la empresa	19
3.1 Marco referencial de la empresa	19
3.1.1 Sociedad	19
3.1.2 Descripción del negocio	20
3.1.3 Clientes de la empresa	21
3.1.4 Proveedores de la empresa.....	21
3.1.5 Layout de la empresa	21
3.2 Análisis del proceso productivo de la empresa.....	22
3.2.1 Descripción general del proceso productivo.....	23
3.2.1.1 Proceso de recepción	23
3.2.1.2 Proceso de lavado	24
3.2.1.3 Proceso de secado.....	24
3.2.1.4 Proceso de planchado	25
3.3 Descripción de la maquinaria industrial y equipos instalados en la empresa.	25
3.3.1 Lavadora Industrial.....	26
3.3.2 Termo Industrial.....	27
3.3.3 Secadora Industrial.....	28
3.3.4 Calandra Industrial	29
3.3.5 Mesa de planchado	30
3.4 Análisis del consumo eléctrico de la empresa	31
3.4.1 Costos tarifarios aplicados a la empresa Lavandería V&C	35
3.5 Análisis de la potencia demandada por la maquinaria instalada.....	39

3.5.1 Análisis del consumo eléctrico de la calandra.....	40
Capítulo 4: Situación propuesta	43
4.1 Cambio de tecnología de la calandra	43
4.1.1 Tipos de calandras.....	43
4.1.2 Selección de la nueva calandra	45
4.1.3 Costo de Inversión de la calandra seleccionada	47
4.1.4 Costo de operación de la calandra seleccionada	47
4.1.5 Comparación entre la calandra actual con la seleccionada	49
4.1.6 Disminución de la potencia demandada en horario punta producida por la nueva calandra	50
4.2 Alternativas de generación de energía eléctrica.....	51
4.2.1 Celda de combustible	52
4.2.2 Operación de una celda de combustible.....	54
4.2.3 Tipos de celdas de combustible	55
4.2.3.1 Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de celdas de combustibles	59
4.2.5 Selección de la celda de combustible	64
4.2.6 Calculo de la maquinaria necesaria a alimentar por la celda durante horario punta.....	65
4.2.7 Análisis energético de la Clear Edge 5.....	68
4.2.8 Costo de inversión de la celda de combustible.....	69
4.2.9 Costo de operación mensual de celda de combustible	70
4.3 Cambio de tecnología de la iluminación de la empresa	71
4.3.1 Tipos de iluminación	72
4.3.2 Tecnología L.E.D.	74
4.3.3 Costos del sistema actual y propuesto de iluminación por consumo eléctrico	76
4.4 Síntesis de la propuesta	79
Capítulo 5: Evaluación Económica	80
5.1 Evaluación de alternativas para cambio de tecnología.....	80
5.2 Costo anual equivalente (CAUE)	81
5.2.1 CAUE de cambio de tecnología de calandra.....	82
5.2.2 CAUE de cambio de tecnología de iluminación.....	83
5.3 Comparación de costos actuales versus los costos generador por la propuesta	85
5.4 Resumen de costos	87

5.4.1 Costos de inversión e instalación	87
5.4.2 Costos de mantención.....	87
5.4.3 Depreciación.....	88
5.5 Evaluación económica método VAN y TIR	88
5.6 Análisis de sensibilidad.....	92
5.6.1 Sensibilización del precio de la electricidad	93
5.6.2 Sensibilización del precio del gas	94
Capítulo 6: Conclusiones	96
Bibliografía	98
Anexos	101
Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013	101
Anexo 2. Simulación en Arena y parámetros de simulación.....	116
Anexo 3. Tiempos de espera de maquinarias	121
Anexo 4. Cotización Calandra Laser Go 16.....	123
Anexo 5. Tarifas Metrogas Diciembre 2014	124
Anexo 6. Simulación de procesos para determinación de máquinas necesarias	125
Anexo 7. Especificaciones técnicas celdas de combustible	127

Índice de figuras

Figura 1. Tarifa suministro eléctrico cliente Chilectra S.A.....	15
Figura 2. Organigrama de la empresa	20
Figura 3. Layout Lavandería V&C	22
Figura 4. Proceso productivo general	23
Figura 5. Proceso de recepción	23
Figura 6. Proceso de lavado	24
Figura 7. Proceso de secado.....	24
Figura 8. Proceso de planchado	25
Figura 9. Lavadora industrial IPSO PS40.....	26
Figura 10. Termo GPT52 500L.....	27
Figura 11. Secadora industrial CISSEL CT120	28
Figura 12. Calandra Industrial GMP G 21-35.....	29
Figura 13. Mesa de planchado Ambria STD	30
Figura 14. Simulación proceso productivo de la empresa.	42
Figura 15. Batería de gas de Grove	53
Figura 16. Estructura básica de una celda de combustible.....	54
Figura 17. Estructura de una celda de combustible de membrana de intercambio protónico	56
Figura 18. Estructura de una celda de combustible alcalina.....	56
Figura 19. Estructura de una celda de combustible de ácido fosfórico	57
Figura 20. Estructura de una celda de combustible de sales carbonatas fundidas	58
Figura 21. Estructura de una celda de combustible de óxido sólido	58
Figura 22. Celda de combustible FCgen-1020ACS.....	61
Figura 23. Celda de combustible FCvelocity-9SSL.....	62
Figura 24. Celda de combustible Clear Edge 5 System.	63
Figura 25. Celda de combustible Pure Cell 400.....	64
Figura 26. Diagrama energético Clear Edge 5	69
Figura 27. Panel LED.....	75
Figura 28. Propuesta para reducción de costos de energía eléctrica	79

Índice de Gráficos

Grafico 1. Energía consumida Lavandería V&C.....	33
Grafico 2. Potencia leída	34
Grafico 3. Potencia total demandada por la maquinaria instalada	39
Grafico 4. Comparación sistema actual vs propuesto.....	78
Grafico 5. Variación rentabilidad v/s variación en el precio de la electricidad.....	93
Grafico 6. Variación rentabilidad v/s variación precio del gas.....	95

Índice de tablas

Tabla 1. Empresas distribuidoras de energía eléctrica para la Región Metropolitana	14
Tabla 2. Características lavadora industrial IPSO PS40	26
Tabla 3. Características termo industrial Trotter Ursus	27
Tabla 4. Características secadora industrial CISSEL CT120	28
Tabla 5. Iluminaria y equipos primer piso	28
Tabla 6. Características calandra industrial GMP G30-2000	29
Tabla 7. Características mesa de planchado GHIDINI BENVENUTO Ambra STD	30
Tabla 8. Iluminaria y equipos segundo piso	30
Tabla 9. Demanda eléctrica lavandería V&C	32
Tabla 10. Potencia máxima en Horario punta (HP)	34
Tabla 11. Costos unitarios por consumo eléctrico	35
Tabla 12. Costos por consumo eléctrico	36
Tabla 13. Costos demanda máxima HP	37
Tabla 14. Costos demanda máxima en horario punta aplicados al periodo FP	37
Tabla 15. Situación actual costo energético anual de electricidad	38
Tabla 16. Características calandra actual	40
Tabla 17. Costo energía eléctrica calandra GMP G30-2000	40
Tabla 18. Costo de operación anual calandra GMP G30-2000	41
Tabla 19. Parámetros de simulación	41
Tabla 20. Tiempos de espera de Maquinarias	42
Tabla 21. Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de calandra	44
Tabla 22. Características calandra actual	45
Tabla 23. Puntos críticos por tipo de calandra	45
Tabla 24. Características calandra seleccionada	46
Tabla 25. Costo de Inversión Laser Go 16	47
Tabla 26. Costo total electricidad calandra Laser Go 16	48
Tabla 27. Costo de operación anual Laser Go 16	48
Tabla 28. Comparación calandra actual y escogida	49
Tabla 29. Parámetros de simulación con cambio de tecnología de calandra	50
Tabla 30. Tiempo de espera con cambio de calandra	50
Tabla 31. Comparación entre potencia demandada en HP con calandra actual y nueva	50
Tabla 32. Ahorro costo por potencia máxima HP	51
Tabla 33. Puntos críticos alternativas de generación eléctrica	52
Tabla 34. Ventajas y Desventajas de las diferentes celdas de combustibles	59
Tabla 35. Especificaciones técnicas FCgen-1020ACS	61
Tabla 36. Especificaciones técnicas FCvelocity-9SSL	62
Tabla 37. Especificaciones técnicas Clear Edge 5	62
Tabla 38: Celda de combustible Pure Cell 400	63
Tabla 39. Características técnicas de las celdas de combustibles	64
Tabla 40. Datos de producción máxima por hora y para horario punta	65

Tabla 41. Puntos criticos de las celdas disponibles en el mercado.....	67
Tabla 42. Características técnicas Clear Edge 5	68
Tabla 43. Eficiencia energética de la celda de combustible Clear Edge 5.....	68
Tabla 44. Costo de inversión e instalación de la Clear Edge 5	70
Tabla 45. Tributo Aduanero Clear Edge 5	70
Tabla 46. Costo de operación mensual Clear Edge 5	71
Tabla 47. Carga total de equipos de administracion e iluminacion	72
Tabla 48. Capacidad lumínica vs consumo por tecnología	73
Tabla 49. Comparación de características de cada tipo de iluminación	73
Tabla 50. Consumo eléctrico de la red de iluminación actual.....	74
Tabla 51. Comparación sistema actual vs sistema propuesto	75
Tabla 52. Tabla de costos de recambio de sistema actual vs sistema propuesto.....	75
Tabla 53. Costos consumo eléctrico sistema actual.....	76
Tabla 54. Costos consumo eléctrico sistema propuesto.....	77
Tabla 55. CAUE calandra actual.....	82
Tabla 56. CAUE calandra seleccionada.....	83
Tabla 57. CAUE Proyecto actual tubos fluorescentes	84
Tabla 58. CAUE Proyecto propuesto luces LED	84
Tabla 59. Tabla comparativa de costos energéticos calandra actual v/s seleccionada	85
Tabla 60. Costos de operación calandra actual y calandra propuesta.....	85
Tabla 61. Costos operación sistema actual de iluminación y sistema propuesto.....	86
Tabla 62. Costos energéticos sistema actual versus propuesta para HP	86
Tabla 63. Ahorro total anual por concepto de energía	87
Tabla 64. Costos de inversión e instalación equipos propuestos	87
Tabla 65. Costos de mantención de equipos propuestos	87
Tabla 66. Depreciación equipos	88
Tabla 67. Valores anuales evaluación económica.....	89
Tabla 68. Flujo de caja del proyecto propuesto	90
Tabla 69. Resultados de la evaluación económica del proyecto	92
Tabla 70. Análisis sensibilidad de la variación del aumento del precio de la energía eléctrica.....	93
Tabla 71. Variación del precio del gas.....	94

Resumen ejecutivo

El presente estudio pretende analizar los costos por consumo eléctrico de una empresa de Santiago, y de acuerdo a esto realizar una disminución de estos costos, basándose en la reducción del consumo eléctrico general de la empresa y principalmente en la reducción de la demanda de potencia eléctrica durante el horario punta del consumo eléctrico, horario en donde el costo de la energía aumenta casi en un 400% aproximadamente.

La reducción de los costos se basa en la incorporación de nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica, basada en energías renovables no tradicionales, además de la reducción del consumo eléctrico a través de cambios de tecnología mucho más eficiente presentes hoy en día, con el fin de presentar un escenario positivo en términos de ahorro para la empresa en estudio y también como estudio dirigidos a las empresas que desean incorporar nuevas tecnologías para reducir los costos por consumo eléctrico.

El trabajo realizado comprende 3 secciones principales. La primera de ellas se caracteriza por el análisis de la política tarifaria eléctrica en Santiago, como también del horario punta. Luego se analiza la situación actual de la empresa en términos de consumo de energía eléctrica y finalmente se analizan y proponen las diferentes alternativas para lograr reducir los costos por términos de energía eléctrica.

En términos de la política tarifaria se analiza: los puntos determinantes de los cobros realizados por los distribuidores a los clientes finales, cuales son factores más importantes que determinan los precios de la energía, los tipos de clientes y tipos de tarifas existentes a los cuales pueden optar, y además un análisis profundo de los cobros diferenciados por horario punta de consumo eléctrico.

El análisis de la situación actual de la empresa, da cuenta que existe una tecnología utilizada que consume más del 60% de la potencia total de la empresa, además de generar un cuello de botella dado que la capacidad de producción de esta máquina (calandra industrial) no logra satisfacer los requerimientos de la empresa.

Por otro lado se propone el cambio de tecnología de la calandra industrial eléctrica a gas. Además, se propone otro cambio de tecnología de la iluminaria de la empresa, de tubos fluorescentes a paneles LED.

Como sistema de generación de energía eléctrica se propone la celda de combustible Clear Edge 5, la cual permite generar 5 kW de potencia además de suministrar agua caliente durante su funcionamiento.

Finalmente en condiciones normales, la evaluación económica de esta propuesta arrojan un VAN de \$10.556.646 y una TIR de 16% lo que indica que el proyecto es económicamente viable.

Capítulo 1: Introducción y objetivos

1.1 Introducción

De acuerdo a los estudios realizados por el Ministerio de Energía en Chile, al año 2020 se proyecta un crecimiento de la demanda de energía eléctrica del 5,8% anual, este aumento de la demanda, lleva consigo también un incremento en el precio de la energía eléctrica para los clientes industriales, produciendo un aumento en sus costos de producción. Dado lo anterior, el gobierno de Chile a través del ministerio de energía y la Comisión Nacional de Energía (CNE), ha establecido una estrategia energética con el fin sobrellevar el aumento sostenido del consumo eléctrico en el país y por ende el aumento de los costos de producción para las empresas. Una de las grandes estrategias que propone el gobierno es la de potenciar las energía renovables tradicionales y las no tradicionales, con el fin de hacer un mercado más competitivo.

También además del aumento sostenido del precio de la energía eléctrica en Chile, los costos se ven aumentados al existir horarios de cobro diferenciados conocidos como horario punta de consumo eléctrico, los cuales son definidos por el Ministerio de Energía en conjunto con la Comisión Nacional de Energía y los distribuidores de energía eléctrica.

En base a todo lo anterior, el objetivo de este estudio es proponer y evaluar un sistema de generación de electricidad utilizando técnicas de eficiencia energética, las cuales permitirían reducir el consumo eléctrico y los costos que conlleva el consumo de la energía eléctrica durante el horario punta de consumo eléctrico.

En Chile existen diversos tipos de tarifas eléctricas establecidas por el estado en conjunto con las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. Los costos asociados a estas tarifas varían de acuerdo a horarios y demanda.

La demanda eléctrica en Chile se incrementará en casi un 200% para el año 2020 según estudios del ministerio de energía, esto trae consigo un aumento del costo de la energía eléctrica, lo que genera que las empresas comiencen a tener un interés mayor por los sistemas alternativos de energía.

Según la organización internacional Climascopio, Chile se encuentra entre los 5 países emergentes más atractivos para invertir en energía limpia. La energía limpia puede ser la solución a muchas preocupaciones que durante los últimos años han tomado gran relevancia, como la contaminación, el cambio climático, y el eventual término de los combustibles fósiles.

Ya sea a largo, mediano o corto plazo, determinar la ruta correcta para la generación de energía se ha vuelto un tema muy importante y relevante. Muchas tecnologías de energía limpia actualmente se están desarrollando, unas de ellas son la tecnología fotovoltaica y las celdas de combustible.

1.2 Planteamiento del problema

Actualmente las empresas distribuidoras de electricidad que pertenecen al sistema interconectado central aplican tarifas diferenciadas de acuerdo a horarios considerados como de baja y alta demanda de electricidad. Debido a esto, los costos por consumo eléctrico durante horario punta (entre las 18.00 y 23:00) se ven aumentado en un 400% respecto a los costos en horario normal (o de baja demanda). Esto se ve reflejado en un incremento de los costos por consumo energético de todas las empresas que se alimentan a partir de distribuidoras eléctricas del sistema interconectado central. Además, las empresas ven un impacto en sus costos durante todo el año, ya que si sus consumos fueron altos durante el periodo de horario punta estos costos se mantienen como cargo fijo durante los periodos fuera de punta del consumo eléctrico.

1.3 Objetivo General

Proponer y evaluar un sistema de generación de energía eléctrica en base a nuevas tecnologías energéticas presentes en el mercado, para reducir los consumos eléctricos durante los periodos de horario punta en Santiago de Chile, generando ahorros anuales por concepto de costos de energía eléctrica. Caso Lavandería Industrial V&C

1.4 Objetivos Específicos

- Analizar las opciones tarifarias eléctricas para la empresa
- Analizar la situación actual energética de la empresa
- Analizar los aspectos de eficiencia energética asociados a la empresa para la reducción de costos por consumo eléctrico.
- Evaluar económicamente la alternativa de generación de energía eléctrica y los cambios de tecnologías asociados a la eficiencia energética.

Capítulo 2: Política tarifaria eléctrica

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de; generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas. (Ministerio de Energía, 2015).

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. (Ministerio de Energía, 2015)

El sistema eléctrico en Chile se compone por cuatro sistemas interconectados: El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 28,06% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 71,03% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,29% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,62% de la capacidad instalada en el país. (Ministerio de Energía, 2015)

La política tarifaria presente en Chile se rige a través de la Ley N° 20.018, Ley General de Servicios Eléctricos. Las tarifas eléctricas que son aplicadas a los clientes finales, son fijadas cada cuatro años por el Ministerio de Economía, en base a estudios realizados por consultores expertos y también por la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual es el organismo regulador del sector energético en Chile (Ministerio de Economía, CNE, 2010).

Las distintas tarifas son establecidas a través de los decretos de Ley realizados por el Ministerio de Economía y publicadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica hacia los clientes finales. Los clientes pueden optar a estas tarifas libremente.

El sistema tarifario diseñado por la CNE se compone de los siguientes parámetros:

1. Se determina el costo marginal de potencia y energía al nivel de generación de 220 kV en el centro del sistema eléctrico, el cual por medio de la suma y resta de las pérdidas marginales generadas en los sistemas de transmisión permite establecer los costos marginales en las principales subestaciones de transmisión.
2. Los costos de energía corresponden a los costos marginales del corto plazo y se emplean de la siguientes formas:

- a. Directamente para tarificar las transferencias entre generadores. (los costos son calculados por el Centro de Despacho Económico de Carga CDEC).
 - b. Como tarifa regulada para las ventas que realizan los generadores a las empresas concesionarias del servicio público de distribución. Con el fin de suavizar las oscilaciones de los costos marginales de la energía se utiliza el promedio móvil de estos proyectado para los siguientes 48 meses, que es lo que se conoce como precio nudo de la energía.
3. Los costos de potencia corresponden al costo de expandir la capacidad de suministro de potencia punta. El precio obtenido se denomina precio nudo de la potencia, y se utiliza para tarificar las transferencias entre generadores, y como referencia para las ventas de los generadores a las empresas concesionarias del servicio público de distribución.
4. A partir de los precios nudos de la energía y la potencia se calculan las tarifas a clientes finales de las empresas distribuidoras. El precio de la potencia es igual al precio nudo de estas más los costos de inversión, mantenimiento y pérdidas, a su vez la el precio de la energía es el precio nudo de esta más las pérdidas producidas en la red de distribución.

2.1 Análisis de la política tarifaria eléctrica en Santiago

Para el caso de Chile existen dos clases de clientes: los clientes libres y los clientes regulados. Los clientes libres son aquellos que poseen una potencia conectada igual o mayor a 2000 kW, y los clientes regulados poseen potencias instaladas menores a los 2000 kW.

Los clientes libres pueden negociar sus tarifas con las empresas generadoras y en el caso de los clientes regulados estos están sujetos a las tarifas determinadas por el estado.

De acuerdo a lo anterior las tarifas de distribución son reguladas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), y para lo cual existen distintas opciones tarifarias, las cuales se ajustan a la necesidad de cada cliente. Las opciones y condiciones de aplicación de las tarifas son establecidas en el decreto N° 632 publicado el martes 2 de abril de 2013 en [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].

Tabla 1. Empresas distribuidoras de energía eléctrica para la Región Metropolitana

Empresa	Sigla
CHILECTRA S.A.	CHILECTRA
EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA LTDA.	EEC
EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE TIL-TIL	Til-Til
EMPRESA ELÉCTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A.	EMELETRIC
EMPRESA ELÉCTRICA PUENTE ALTO LTDA.	EEPA
LUZ ANDES LTDA.	Luz Andes
CGE DISTRIBUCIÓN S.A.	CGED
ENERGÍA CASA BLANCA S.A	EDECSA

Fuente: (Mercantil, 2010)

La Región metropolitana consta de un territorio que la constituyen un total de 37 comunas de las cuales 26 comunas se encuentran completamente dentro del radio urbano y 11 con cierta parte fuera de él.

El radio urbano es abastecido de energía eléctrica por la empresa distribuidora Chilectra S.A. quienes abastecen a más de 1,6 millones de clientes a través de sus variadas subestaciones de poder, estas se ubican en las distintas comunas de la capital, lo que se denomina anillo de subtransmisión, concentrando de esta manera el 96 % de la demanda total del sistema.

Chilectra entrega a sus clientes regulados alternativas con distintas opciones tarifarias, que se establecen el decreto N° 632 [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013]. Todas estas tarifas cuentan con un cargo fijo y un valor por la energía consumida kWh (kilowatts por hora).

El servicio proporcionado por Chilectra S.A. entrega las siguientes opciones tarifarias vigentes:

- **BT-1:** Es una tarifa simple en baja tensión a la cual pueden optar clientes que tengan un consumo energético de baja tensión (menor a 10 kilowatts).
- **BT-2 /AT-2:** Tarifa de potencia contratada. Esta tarifa permite contratar por el plazo de 12 meses una capacidad determinada de potencia, la cual permite hacer uso de la energía contratada las 24 horas del día. Esta tarifa es solo para clientes con un consumo mayor a los 10 kilowatts.
- **BT-3/AT-2:** Tarifa de demanda máxima leída. Aquí no se hace cobro de la potencia que no se utiliza, aquí se refleja el uso real de la energía, para optar a esta opción tarifaria se necesita un medidor que haga lectura y registro de las potencias máximas en intervalos de 15 minutos.
- **BT-4/AT-4:** Tarifa horaria. Aquí se utilizan medidores con Sistema de Medida Adicional (SIMA), sistema que permite diferenciar y hacer lecturas en horarios punta o fuera de punta. Existen 3 modalidades para esta tarifa las cuales se explicitan en el decreto N° 632 [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].

Los clientes en Alta Tensión (AT) son aquellos que están conectados de sus empalmes a líneas de más de 400 Volts de tensión, mientras que los clientes en baja tensión (BT) están conectados a líneas menores a 400 Volts de tensión.

Las tarifas y cobros a los clientes regulados por parte de Chilectra se establecen de acuerdo al artículo N°191 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Mientras tanto las opciones y condiciones tarifarias quedan expresadas en el decreto N°632 [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].

Un ejemplo de las tarifas que son vigentes a partir del 01 de octubre del 2014 para la zona urbana de Santiago son las siguientes:

Figura 1. Tarifa suministro eléctrico cliente Chilectra S.A

	ÁREA 1 A (a)	ÁREA 1 S Caso 1(a)	ÁREA 1 S Caso 2(a)	ÁREA 1 S Caso 3(a)	ÁREA 1 A (b)	ÁREA 1 A (c)
TARIFA BT-1 Caso a						
- Cargo fijo (\$/cliente)	679,78	679,78	679,78	679,78	944,30	1.077,04
- Energía base (\$/kWh)	81,402	85,152	84,561	88,313	87,532	99,502
- Energía adicional de invierno (\$/kWh)	112,934	120,434	119,252	126,756	125,194	149,133
TARIFAS BT-2 Y BT-3						
- Cargo fijo BT-2 (\$/cliente)	679,78	679,78	679,78	679,78	944,30	1.077,04
- Cargo fijo BT-3 (\$/cliente)	1.090,06	1.090,06	1.090,06	1.090,06	1.547,92	1.787,90
- Energía (\$/kWh)	49,870	49,870	49,870	49,870	49,870	49,870
- Cons. parcialmente pte. en punta (\$/kW/mes)	6.123,70	6.948,79	6.818,74	7.644,18	7.472,35	10.105,66
- Consumo presente en punta (\$/kW/mes)	9.842,44	11.080,08	10.884,99	12.123,16	11.865,42	15.815,37
TARIFAS BT-4.1, BT-4.2 Y BT-4.3						
- Cargo fijo BT-4.1 (\$/cliente)	679,78	679,78	679,78	679,78	944,30	1.077,04
- Cargo fijo BT-4.2 (\$/cliente)	1.090,06	1.090,06	1.090,06	1.090,06	1.547,92	1.787,90
- Cargo fijo BT-4.3 (\$/cliente)	1.192,41	1.192,41	1.192,41	1.192,41	1.922,80	1.931,28
- Energía (\$/kWh)	49,870	49,870	49,870	49,870	49,870	49,870
- Potencia total contratada o leída (\$/kW/mes)	1.996,15	2.095,68	2.552,18	2.651,99	2.476,37	3.967,90
- Demanda máxima de punta (\$/kW/mes)	7.846,29	8.984,40	8.332,81	9.471,17	9.389,05	11.847,47
TARIFAS AT-2 Y AT-3						
- Cargo fijo AT-2 (\$/cliente)	679,78	679,78	679,78	679,78	944,30	1.077,04
- Cargo fijo AT-3 (\$/cliente)	1.090,06	1.090,06	1.090,06	1.090,06	1.547,92	1.787,90
- Energía (\$/kWh)	47,432	47,432	47,432	47,432	47,432	47,432
- Cons. parcialmente pte. en punta (\$/kW/mes)	3.846,06	4.620,79	3.846,06	4.620,79	4.673,52	5.523,68
- Consumo presente en punta (\$/kW/mes)	5.644,59	6.613,00	5.644,59	6.613,00	6.678,91	7.741,62
TARIFAS AT-4.1, AT-4.2 Y AT-4.3						
- Cargo fijo AT-4.1 (\$/cliente)	679,78	679,78	679,78	679,78	944,30	1.077,04
- Cargo fijo AT-4.2 (\$/cliente)	1.090,06	1.090,06	1.090,06	1.090,06	1.547,92	1.787,90
- Cargo fijo AT-4.3 (\$/cliente)	1.192,41	1.192,41	1.192,41	1.192,41	1.922,80	1.931,28
- Energía (\$/kWh)	47,432	47,432	47,432	47,432	47,432	47,432
- Potencia total contratada o leída (\$/kW/mes)	645,60	1.097,53	645,60	1.097,53	1.128,29	1.624,22
- Demanda máxima de punta (\$/kW/mes)	4.998,99	5.515,47	4.998,99	5.515,47	5.550,62	6.117,40
TODAS LAS TARIFAS						
- Cargo único por uso de sistema troncal (\$/kWh)	0,12852	0,12852	0,12852	0,12852	0,12852	0,12852

Fuente: [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013]

La figura 1 muestra un ejemplo de los distintos ítems de cobros que realiza Chilectra a los clientes (incluyendo IVA), representados por opción tarifaria y también por área o zona determinada. Estos cobros tienen las siguientes reglas para su aplicación:

- **Cargo fijo mensual:** este cobro incluye los gastos administrativos y facturación y se aplica de acuerdo a cada cliente sectorizado que cuente con medidor de energía. Existen tres tipos de cargos fijos que son aplicados según la opción tarifaria:
 - CFSE: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía.
 - CFDS: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y de demanda
 - CFHS: Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor horario.

La fórmula de cálculo para cada uno de ellos se encuentra en [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].

- **Energía base:** Indica el costo de la energía utilizada durante el periodo de facturación y se medida en \$/kWh. Los valores van a diferenciarse de acuerdo al tipo de tarifa y se calcula en base a las formulas correspondientes de energía base, estas fórmulas se encuentran en [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].
- **Energía adicional de invierno:** indica el costo de la energía medido en \$/kWh durante los meses definidos para horario punta.
- **Consumo parcialmente presente en punta:** ocurre cuando la potencia contratada es usada de forma parcial durante las horas de punta, independiente si la potencia contratada es usada o no durante el resto del año. Se definirá como consumo parcial, cuando el cociente de la demanda media en horas punta y la potencia contratada sea inferior a 0,5.
- **Consumo presente en punta:** ocurre cuando la potencia contratada es utilizada de forma manifiesta en horas punta, por lo tanto, se definirá como presente en punta, cuando el cociente entre la demanda media en horas punta y la potencia contratada sea mayor a 0,5.
- **Potencia total contratada o leída:** corresponde al cobro de la potencia contratada aunque no haya consumo de energía.
- **Demanda máxima de punta:** Se factura como la demanda efectivamente leída del mes, para los meses de abril a septiembre y para los meses entre octubre y marzo, como el promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los meses de horas de punta del período inmediatamente anterior.
- **Cargo único por uso de sistema troncal:** corresponde al cobro mensual que hace la empresa distribuidora, por la utilización de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica del sistema interconectado central, para llevar la energía desde los generadores a los consumidores finales.
- **Horario Punta:** se considerara como horario punta al periodo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas de cada día, durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y

septiembre, con excepción de los días domingos, festivos y los sábados siguientes o anteriores a un día laboral festivo cuando el cliente así lo solicite.

2.2 Definición de horario punta

Para el caso de los clientes del tipo tarifario BT-1 y que no tengan una demanda máxima leída en periodos definidos con horarios punta, se clasificaran mediante un factor de clasificación al sub tipo de tarifa BT-1. El factor de clasificación se define de la siguiente manera:

$$F_{\text{clasificación}} = \frac{\text{Promedio (Enero – Febrero)}_{\text{Año actual}}}{\text{Promedio (Marzo – Diciembre)}_{\text{Año anterior}}}$$

De acuerdo a esto se relaciona el consumo promedio de energía entre los meses enero y febrero del año actual y el consumo promedio entre marzo y diciembre del año anterior. Si el factor es igual o inferior a 2,5 el cliente estará clasificado para el tipo de tarifa BT-1.a y si es superior a 2,5 el cliente será clasificado en el tipo BT-1.b.

Las tarifas BT-2 y AT-2 de potencia contratada y las de demanda máxima leída BT-3 y AT-3 serán clasificados según el grado de utilización de la potencia de horas punta.

- Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada efectivamente durante las horas punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia es o no utilizada en el resto de las horas del año. El consumo será calificado como presente en punta y se le aplicara el precio unitario correspondiente.[Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].
- Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas punta, independientemente de si dicha potencia es o no utilizada en el resto de las horas del año. El consumo será calificado como parcialmente presente en punta y se le aplicara el precio unitario correspondiente.

Los cargos mensuales por demanda máxima leídas de potencia en horas punta para las tarifas BT4.2 y BT4.3 se facturan de la siguiente manera:

- Durante los meses de horario punta se aplicara a la demanda máxima leída en horario punta el precio unitario correspondiente.
- Durante los meses fuera de horario punta se aplicara al promedio de las dos mayores demandas máximas leídas en el periodo de horario punta inmediatamente anteriores, con el precio unitario correspondiente.

La empresa en la que se basa el presente estudio cuenta con una tarifa del tipo **BT 4.3** desde marzo del 2014, esta opción tarifaria comprende los siguientes cargos que se sumarían a la factura o boleta [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo mensual por energía
- Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas punta.
- Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada.

Capítulo 3: Situación actual de la empresa

3.1 Marco referencial de la empresa

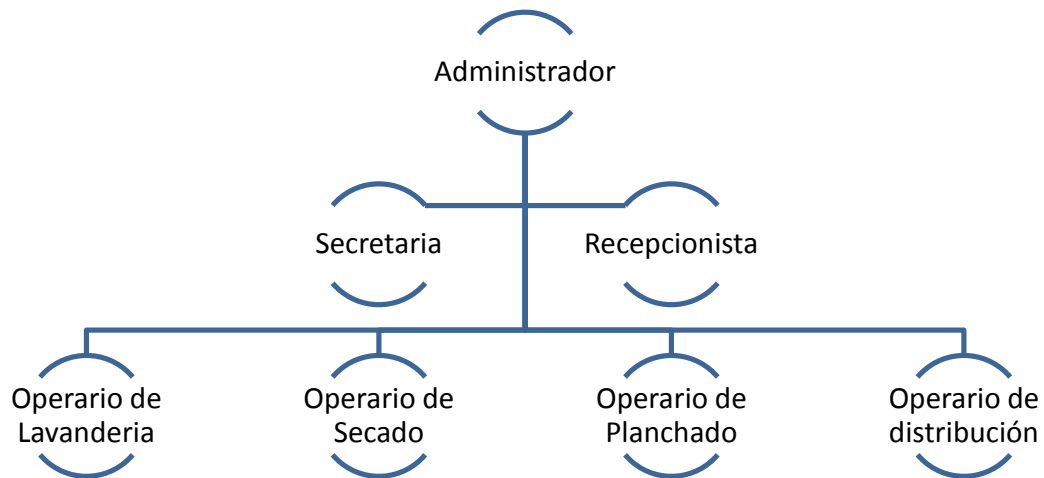
Lavandería V&C E.I.R.L. RUT 76.207.177-0, es una empresa individual de responsabilidad limitada dedicada al retiro, lavado y entrega de prendas hoteleras (sábanas, cubrecamas, manteles, entre otras). Durante sus 4 años de existencia, la empresa ha obtenido un gran crecimiento gracias a que se ha dedicado a mejorar la calidad de su servicio tanto en el lavado como en la entrega de las prendas hoteleras, aumentando sus operaciones de 500 kg a 1100 kg de ropa por día.

3.1.1 Sociedad

Lavandería V&C E.I.R.L, se compone por un total de 19 personas. A continuación se detalla cada uno de los puestos de trabajo.

- Administrador: 1
- Secretaria: 1
- Recepcionista: 1
- Operarios de distribución: 3
- Operarios de Lavado: 4
- Operarios de secado: 4
- Operarios de planchado: 5

Figura 2. Organigrama de la empresa



Fuente: Elaboración propia

3.1.2 Descripción del negocio

De acuerdo al propósito que tienen como empresa, su principal objetivo es la entrega de un servicio que cumpla con los más altos estándares de calidad diferenciándose así de sus principales competidores en el mercado. Otro objetivo importante es la entrega de los servicios con un cumplimiento estricto en los tiempos de entrega, respetando así los contratos con cada uno de los clientes.

Para cumplir con estos objetivos la empresa posee una gran experiencia en el rubro de la lavandería industrial por parte de sus creadores, y por lo tanto un gran manejo en el mercado, además de una alta red de contactos y clientes que les permite mantenerse en el mercado de forma sólida. Dentro de sus principales clientes se encuentran los hoteles Attom y Holiday Express Inc.

3.1.3 Clientes de la empresa

Según la administración de la empresa, los clientes de Lavandería V&C se dividen en 3 grandes grupos.

- **Grandes Hoteles:** Representan el 70% de las ventas de la empresa e incluye a Hotel Holiday Inn Express Santiago, Hotel Intercontinental Vitacura y Hotel Attom Vitacura.
- **Moteles:** Representan el 20% de las ventas de la empresa y contiene a el Motel Da Vinci, Motel Holley y Motel Cielo Azul.
- **Pequeños Hoteles:** Representan el 10% de las ventas de la empresa y está compuesto por el Hotel Malaga y el Hotel Gala.

Cabe mencionar que en su conjunto, la demanda diaria de la empresa alcanza los 1100 kg de prendas hoteleras.

3.1.4 Proveedores de la empresa

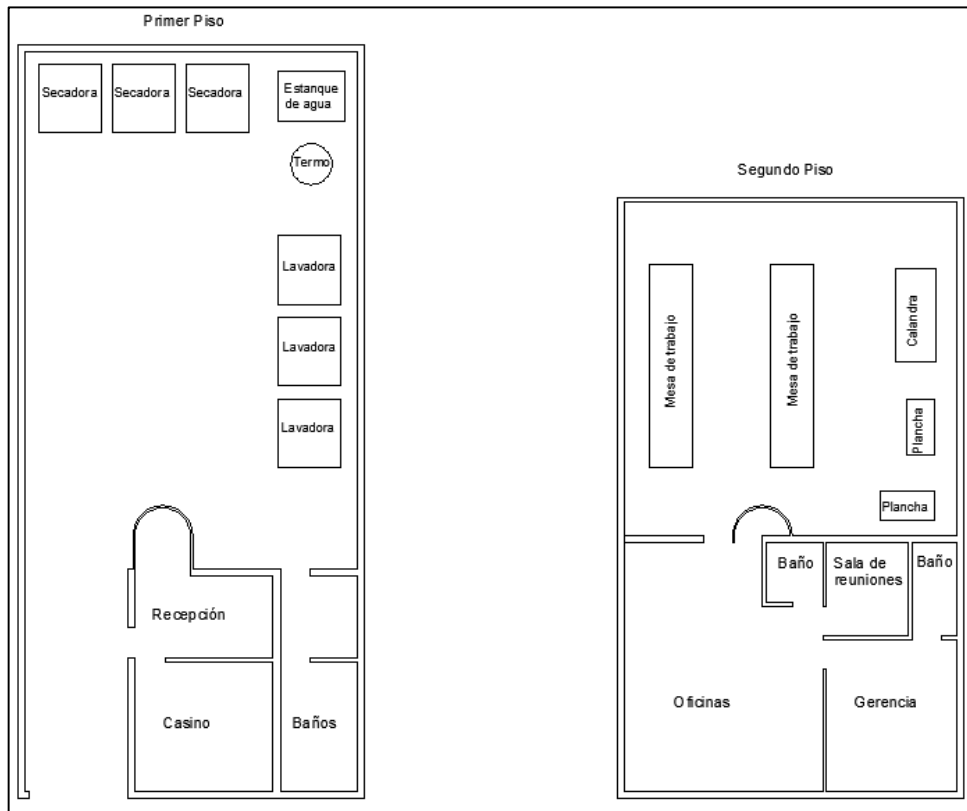
Los proveedores de la empresa son los siguientes:

- Aguas Andina
- Chilectra
- Metrogas
- Movistar
- Indusmel
- Enflex

3.1.5 Layout de la empresa

Lavanderías V&C de ubica en la ciudad de Santiago específicamente en la calle Amazonas N° 618 comuna de Santiago centro, sus instalaciones de dividen básicamente en tres sectores de trabajo, los cuales son esenciales para el funcionamiento de la empresa. Un primer sector ubica en el primer piso de la instalación y es aquí donde se realiza la recepción y lavado de las prendas, el segundo sector se ubica en el segundo piso, en donde se realiza el secado y empaque de las prendas. Además el segundo piso posee un tercer sector en donde se ubican las oficinas administrativas de la empresa. En la figura 3 se muestra de forma detallada la distribución de las instalaciones de la empresa.

Figura 3. Layout Lavandería V&C



Fuente: Elaboración propia

3.2 Análisis del proceso productivo de la empresa

Este análisis consta del levantamiento de los procesos productivos de la empresa, con ello se pretende identificar claramente cuáles son las máquinas y equipos utilizados en cada proceso, y de esta manera poder reconocer aquellas etapas en donde se genera una mayor carga de trabajo para el proceso en general y los equipo utilizados.

3.2.1 Descripción general del proceso productivo

El proceso inicia con la recepción de las prendas hoteleras para luego proceder con el ingreso de la prendas al sector de lavado y por ultimo finalizar con el secado y planchado. Por ultimo las prendas son clasificadas, identificadas y embaladas de acuerdo al tipo y el cliente respectivamente, quedando listas para la entrega final.

Figura 4. Proceso productivo general



Fuente: Elaboración propia

A continuación se describe de forma detallada cada uno de los procesos que componen el proceso productivo general de la lavandería industrial:

3.2.1.1 Proceso de recepción

Es en este proceso en donde se ingresan las prendas hoteleras, la cuales llegan en contenedores de plásticos. Una vez ingresadas se procede a clasificar cada prenda hotelera dependiendo del tipo de material que lo compone, guardándolas en bolsas de telas. Finalmente se pesa cada bolsa y se genera la orden de trabajo junto a la factura correspondiente.

Las máquinas que se utilizan durante este proceso son: una pesa industrial, un computador y una impresora.

Figura 5. Proceso de recepción



Fuente: Elaboración propia

3.2.1.2 Proceso de lavado

Este proceso se inicia con la programación de las lavadoras dependiendo del tipo de material de cada prenda. El proceso de lavado de prendas consta de 3 partes: primero se lavan las prendas con agua blanda a 50°C, luego se vuelven a lavar, esta vez con agua dura y fría. Finalmente las prendas se centrifugan.

Las máquinas que se utilizan durante este proceso son: un termo industrial; tres lavadoras industriales.

Figura 6. Proceso de lavado



Fuente: Elaboración propia

3.2.1.3 Proceso de secado

Este proceso consta básicamente del secado las prendas, para ello se procede a realizar nuevamente una centrifugación, luego las prendas se ingresan a las secadoras para realizar el secado final.

Las máquinas que se utilizan durante este proceso son: una centrifugadora; tres secadoras industriales.

Figura 7. Proceso de secado



Fuente: Elaboración propia

3.2.1.4 Proceso de planchado

Durante este proceso se separan las prendas por tamaño, las prendas pequeñas (de pasajeros) se planchan en mesas de planchado, y las prendas grandes se planchan con una calandra. Las máquinas que se utilizan durante este proceso son: una calandra; dos mesas de planchado industrial.

Figura 8. Proceso de planchado



Fuente: Elaboración propia

3.3 Descripción de la maquinaria industrial y equipos instalados en la empresa.

A continuación se describen los equipos y maquinarias industriales instaladas en la empresa dependiendo su ubicación.

En el primero piso de la lavandería es donde ocurren los procesos de recepción, lavado y secado por lo que las maquinarias instaladas son:

3.3.1 Lavadora Industrial

Tabla 2. Características lavadora industrial IPSO PS40

Lavadora Industrial	
Marca	IPSO
Modelo	PS40
Potencia Nominal	1,4 kW
Unidades	3

Fuente: Elaboración propia

Figura 9. Lavadora industrial IPSO PS40



Fuente: Elaboración propia

3.3.2 Termo Industrial

Tabla 3. Características termo industrial Trotter Ursus.

Termo Industrial	
Marca	Trotter
Modelo	Ursus
Potencia Nominal	100.000 BTU
Unidades	1

Fuente: Elaboración propia

Figura 10. Termo GPT52 500L



Fuente: (Easy, 2014)

3.3.3 Secadora Industrial

Tabla 4. Características secadora industrial CISSEL CT120

Secadora Industrial	
Marca	CISSEL
Modelo	CT120
Potencia Nominal	1,6 kW
Unidades	3

Fuente: Elaboración propia

Figura 11. Secadora industrial CISSEL CT120



Fuente: Elaboración propia

La iluminaria y equipos instalados en el primer piso son:

Tabla 5. Iluminaria y equipos primer piso

Nombre	Cantidad	Potencia Nominal
Notebook	1	90 W
Tubo fluorescente	30	36 W

Fuente: Elaboración propia

En el segundo piso se realizan los procesos de planchado y de embalaje, además de los procesos administrativos, por lo que las maquinarias instaladas son:

3.3.4 Calandra Industrial

Tabla 6. Características calandra industrial GMP G30-2000

Calandra Industrial	
Marca	GMP
Modelo	G30-2000
Potencia Nominal	16,1 kW
Unidades	1

Fuente: Elaboración propia

Figura 12. Calandra Industrial GMP G 21-35



Fuente: Elaboración propia

3.3.5 Mesa de planchado

Tabla 7. Características mesa de planchado GHIDINI BENVENUTO Ambra STD

Mesa de planchado	
Marca	GHIDINI BENVENUTO
Modelo	Ambria STD
Potencia Nominal	1,5 kW
Unidades	2

Fuente: Elaboración propia

Figura 13. Mesa de planchado Ambria STD



Fuente: (Archiexperto, 2009)

La iluminaria y equipos instalados en el segundo piso son:

Tabla 8. Iluminaria y equipos segundo piso

Nombre	Cantidad	Potencia Nominal
Notebook	3	90 W
Impresora	2	30 W
Proyector	1	32 W
Tubo fluorescente	28	36 W

Fuente: Elaboración propia

3.4 Análisis del consumo eléctrico de la empresa

La empresa se abastece de energía eléctrica a través de un contrato con la empresa distribuidora Chilectra S.A. la cual entrega una corriente alterna con un voltaje de 380 V, los cuales están disponibles para el total de la carga instalada dentro del recinto.

Además cuenta con una instalación trifásica en donde dos líneas alimentan al segundo piso y las oficinas y una tercera línea es la encargada de abastecer al primer piso, en el cual se lleva a cabo los procesos de lavado y secado de las prendas.

La empresa tiene una gran demanda de electricidad, ya que los equipos utilizados requieren de una alta cantidad de energía para su funcionamiento. Además la empresa posee una alta demanda lo que provoca que sus funciones de producción se desarrollen durante periodos muy prolongados de tiempo. La empresa cuenta con dos horarios de trabajo, un horario en la mañana que va desde las 8:00 hasta las 16:00 horas y un segundo horario de tarde, que va desde las 16:00 hasta las 24:00 horas. Los horarios se extienden de lunes a domingo, con un promedio semanal de 112 horas de trabajo.

De acuerdo a la información proporcionada por la empresa distribuidora de electricidad Chilectra S.A. El registro del consumo eléctrico durante el período de 12 meses comprendido entre agosto del 2013 y agosto del 2014, se muestra en la tabla 9:

Tabla 9. Demanda eléctrica lavandería V&C

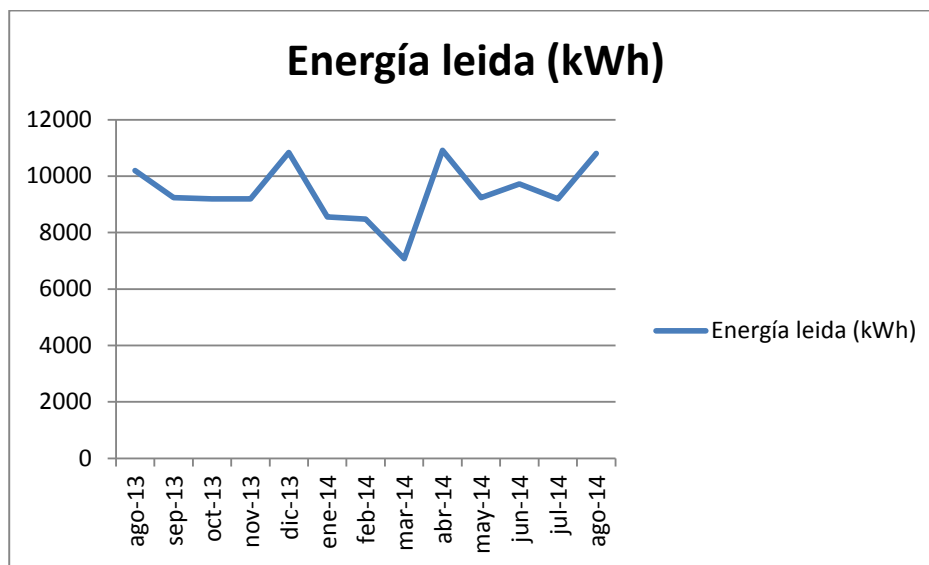
Demanda eléctrica Lavandería V&C				
Fecha de lectura	Energía leída (kWh)	Potencia leída F.P. (kW)	Potencia facturada F.P.(kW)	Potencia H.P. (kW)
ago-13	10200	31	31	28
sep-13	9240	29	29	23
oct-13	9200	27,6	27,6	24,96
nov-13	9200	28,24	28,24	24,96
dic-13	10840	28,22	32	24,96
ene-14	8560	31,12	32,06	24,96
feb-14	8480	30,28	32,06	24,96
mar-14	7080	30,6	32,06	24,96
abr-14	10920	29,04	32,06	24,96
may-14	9240	29,2	31,06	24,4
jun-14	9720	26,72	31,06	25,56
jul-14	9200	29,36	31,06	26,28
ago-14	10800	29,28	30,86	25,96

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 9 se muestran los siguientes parámetros. La demanda de energía mensual expresada en Kilo-watts hora (kWh), la potencia leída y facturada para horarios fuera de punta (FP) expresada en Kilo-watts (kW) definidos por la política tarifaria, y por último la potencia leída para horarios punta definidos también por la política tarifaria. [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].

A continuación se muestra una gráfica con los datos de la tabla 9, la cual muestra el comportamiento del consumo de energía eléctrica durante el periodo de estudio.

Grafico 1. Energía consumida Lavandería V&C

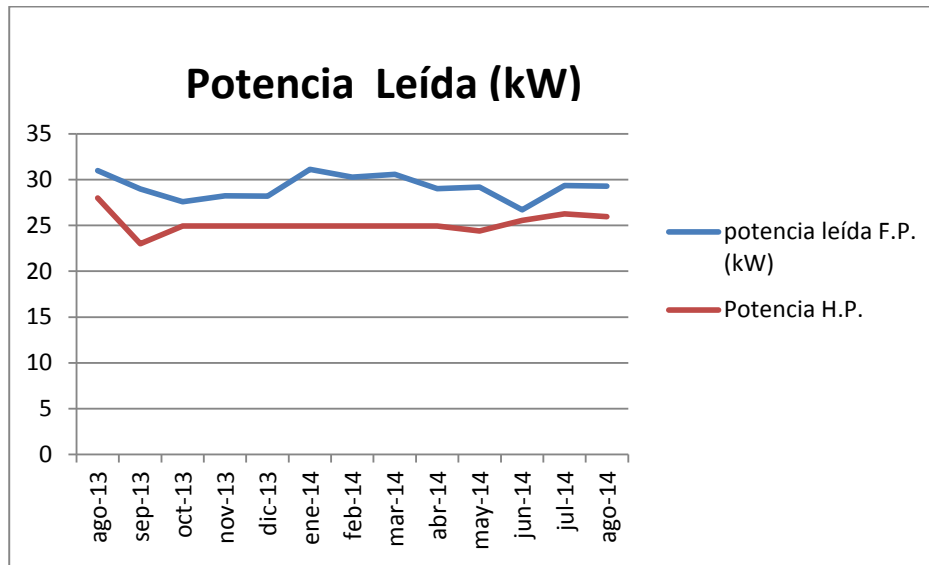


Fuente: Elaboración propia

Como se ve en el grafico 1 existe una baja en la demanda eléctrica durante los meses de enero, febrero y marzo. Esto se debe a que durante este periodo, la demanda por servicios de lavados de parte de los hoteles y hostales en Santiago, sufre una caída dado la salida de un volumen importante de gente desde la capital hacia las otras regiones. Además otro dato importante es que el consumo promedio durante estos doce meses fue de 9436,92 kWh, con un pick de consumo que llego a los 10.840 kWh.

Dado que la empresa no puede restringir sus labores a horarios definidos debido a su alta demanda y producción, se opta por tratar de disminuir las labores de producción en la medida de lo posible durante los horarios punta, ya que durante este horario la tarifa por consumo eléctrico se eleva considerablemente. Sin embargo estas pequeñas disminuciones de consumo son casi mínimas, y no logran una disminución considerable en los costos de energía para la empresa. En la figura siguiente se grafican los datos de potencia leída tanto para horario fuera de punta como horario punta.

Grafico 2. Potencia leída



Fuente: Elaboración propia

En el grafico 2 la línea azul corresponde a las potencias máximas leídas en los periodos fuera de punta durante los 12 meses de lectura. La línea roja representa la potencia máxima leída en los periodos de horario punta registrado tanto para los meses que comprenden el horario punta y los que no. [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].

La potencia máxima demandada por la instalación eléctrica de la empresa (maquinaria, iluminación y otros equipos) durante los meses con horario punta se muestra en la tabla 10.

Tabla 10. Potencia máxima en Horario punta (HP)

Meses	Potencia máxima HP con maquinaria actual (kW)
Mes 1	24,96
Mes 2	24,4
Mes 3	25,56
Mes 4	26,28
Mes 5	25,96
Mes 6	25,4
Promedio	25,43

Fuente: Elaboración propia

La tabla 10 es de suma importancia para el desarrollo del presente estudio, ya que muestra la demanda máxima de potencia durante los meses en donde está vigente el cobro diferenciado por consumo en horario punta. De acuerdo a estos datos el presente estudio establecerá distintas alternativas para reducir el consumo durante estos meses.

3.4.1 Costos tarifarios aplicados a la empresa Lavandería V&C

La empresa como hemos visto posee un alto consumo de energía eléctrica debido a su alta demanda y producción a lo largo del año. Este alto consumo eléctrico ha llevado a la empresa a incurrir en grandes costos energéticos, costos que también se explican por los tipos de políticas tarifarias contratadas por la empresa, y sus altos niveles de producción que no les permiten coordinar sus tiempos de trabajo para reducir los costos.

Lavandería V&C tiene una tarifa del suministro eléctrico en Baja Tensión BT 4.3 ver [tarifas suministro eléctrico en Santiago]. De acuerdo a tipo de tarifa y la información proporcionada por la empresa distribuidora de electricidad, las tarifas históricas para la empresa se muestran en la tabla 11 de costos unitarios:

Tabla 11. Costos unitarios por consumo eléctrico

Costos unitarios					
Fecha de lectura	Cargo fijo	Energía (\$/kWh)	Potencia leída(\$/kW/mes)	Demanda. Max HP (\$/kW/mes)	CU sistema troncal (\$/kWh)
ago-13	983,73	41,9	1619,15	6494	0,801
sep-13	984,31	41,9	1617,75	6493,29	0,801
oct-13	990,61	41,9	1636,73	6520,43	0,801
nov-13	994,57	41,9	1633,95	6516,94	0,801
dic-13	996,1	41,9	1629,87	6511,28	0,801
ene-14	990,98	41,95	1602	6470,68	0,801
feb-14	998,93	41,95	1622,66	6500,65	0,801
mar-14	1001,86	41,95	1634,39	6515,52	0,801
abr-14	1005,26	41,95	1650,58	6538,56	0,801
may-14	1006,59	42,98	1647,21	5932,26	0,585
jun-14	1011,68	42,98	1646,37	5931,09	0,585
jul-14	1017,69	42,98	1657,74	5947,76	0,585
ago-14	1016,72	42,98	1652,67	5940,32	0,585

Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia en la tabla 11 los costos unitarios varían mes a mes y esto se explica ya que las tarifas se ajustan de acuerdo indicadores como el IPC, por lo tanto sufren variaciones y ajustes mensuales [Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013].

De acuerdo a la información sobre los costos unitarios del suministro eléctrico y la demanda energética de la empresa representada en la tabla 2 podemos calcular los costos de energía eléctrica que tuvo la empresa durante el periodo de Agosto del 2013 hasta Agosto del 2014.

Tabla 12. Costos por consumo eléctrico

Costos totales							
Fecha de lectura	Cargo fijo	Energía (\$/kWh)	Potencia leída (\$/kW/mes)	Demanda Max HP (\$/kW/mes)	CU sistema tronca	Costo total (pesos)	Costo + I.V.A.
ago-13	983,73	427380	50193,65	181832	8170,2	668559,58	795585,9
sep-13	984,31	387156	46914,75	149345,67	7401,24	591801,97	704244,344
oct-13	990,61	385480	45173,748	162749,9328	7369,2	601763,491	716098,554
nov-13	994,57	385480	46142,748	162662,8224	7369,2	602649,34	717152,715
dic-13	996,1	454196	52155,84	162521,5488	8682,84	678552,329	807477,271
ene-14	990,98	359092	51360,12	161508,1728	6856,56	579807,833	689971,321
feb-14	998,93	355736	52022,4796	162256,224	6792,48	577806,114	687589,275
mar-14	1001,86	297006	52398,5434	162627,3792	5671,08	518704,863	617258,786
abr-14	1005,26	458094	52917,5948	163202,4576	8746,92	683966,232	813919,817
may-14	1006,59	397135,2	51162,3426	144747,144	5405,4	599456,677	713353,445
jun-14	1011,68	417765,6	51136,2522	151598,6604	5686,2	627198,393	746366,087
jul-14	1017,69	395416	51489,4044	156307,1328	5382	609612,227	725438,55
ago-14	1016,72	464184	51001,3962	154210,7072	6318	676730,823	805309,68

Fuente: Elaboración propia

La empresa en un año incurre en costos solo por consumo eléctrico de aproximadamente ocho millones de pesos, estos costos sufren un gran aumento, debido a que la empresa debe realizar sus labores de producción incluso en los horarios punta (HP) de consumo eléctrico, siendo en estos horarios en donde el valor de la potencia máxima utilizada llega incluso a ser el 400 % del valor que tiene el costo durante el horario fuera de punta, todo esto se debe a que la empresa se ve en la obligación de trabajar durante todo horario sin poder restringir sus labores a horarios determinados, ya que posee una gran demanda de parte de sus clientes.

El horario punta se define entre las 18:00 y 23:00 todos los días durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, excepto los días domingos, festivos y sábados antes o después de un día laboral festivo.

Además durante los meses de octubre, noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo, en los cuales no existe el horario punta, se aplica un cobro que equivale al promedio de las dos mayores demandas máximas leídas en el periodo de horario punta inmediatamente anterior. Esto provoca que la empresa adhiera a sus costos por consumo de energía eléctrica, un costo por consumo en horario punta durante todo el año.

A continuación mediante las tablas 13 y 14 se hace una comparación de los costos por demanda máxima leída en el periodo en donde se aplican los cobros por horarios punta (HP) y los costos aplicados por el uso de energía en horario punta del periodo anterior, los cuales son aplicados al periodo en donde no existe el horario punta con un valor fijo para esos meses.

Tabla 13. Costos demanda máxima HP

Costos demanda máxima leída HP	
ago-13	\$ 181.832
sep-13	\$ 149.345
abr-14	\$ 163.202
may-14	\$ 144.747
jun-14	\$ 151.598
jul-14	\$ 156.307
ago-14	\$ 154.210

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 14. Costos demanda máxima en horario punta aplicados al periodo FP

Costos demanda máxima leída en HP aplicados en FP	
oct-13	\$ 162.750
nov-13	\$ 162.663
dic-13	\$ 162.521
ene-14	\$ 161.508
feb-14	\$ 162.256
mar-14	\$ 162.627

Fuente: Elaboración Propia

En los meses en donde se aplica el cobro por la utilización del servicio en horario punta, los costos por la demanda máxima leída equivalen a un total de \$1.101.243 pesos, mientras que el cobro por la demanda máxima leída del periodo anterior en horario punta equivale a un total de \$974.326 pesos, es decir, la empresa incurre en un total al año de aproximadamente \$2.075.569 pesos, cifra que equivale a la utilización del suministro eléctrico en horario punta de forma directa e indirectamente.

Tabla 15. Situación actual costo energético anual de electricidad

Situación actual costo electricidad	
Costo actual energía eléctrica anual	\$ 8.016.610
Costo actual consumo horario punta anual	\$ 2.075.569

Fuente: Elaboración Propia

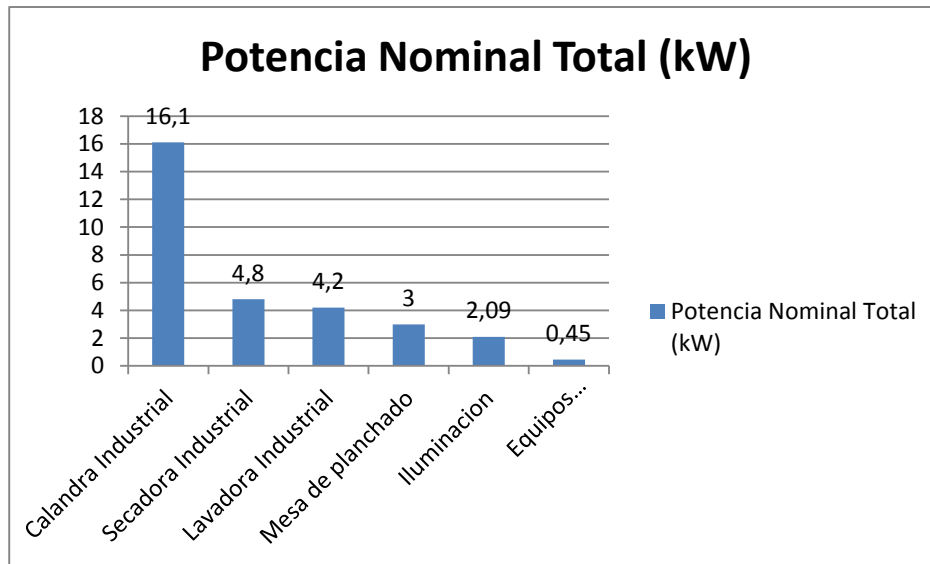
Como se puede apreciar el costo por consumo eléctrico durante el horario punta equivale a un 25% del costo eléctrico anual para la empresa. Por el motivo anterior, lo que se busca es reducir el consumo de energía eléctrica durante el horario punta por parte de la empresa y de esta manera lograr un reducción de los costos por utilización del suministro eléctrico durante todo el año, costos que se elevan considerablemente cuando la empresa utiliza el servicio durante el horario punta sin poder restringirse. Además con la búsqueda de una solución tecnológica también se podrá reducir el consumo eléctrico general de la empresa, lo que hace aún más llamativa la búsqueda de una solución y su diseño correspondiente.

Como la empresa no puede ver reducida su capacidad de producción y por lo tanto no puede restringir sus funciones a horario determinados, analizaremos alternativas que permitan inyectar energía al sistema eléctrico de la empresa y de esta manera lograr que la empresa pueda mantener funcionando sus equipos eléctricos durante los horarios punta, a través de una fuente de energía renovable no convencional, que permita desarrollar sus funciones de producción sin problemas, siendo eficientes y responsables con el medio ambiente.

3.5 Análisis de la potencia demandada por la maquinaria instalada

A partir de los datos anteriores será posible identificar cuáles son las máquinas que demandan una mayor cantidad de potencia por unidad, y con ello identificar su capacidad de producción y costos de operación. Para ello se elaboró el siguiente gráfico.

Gráfico 3. Potencia total demandada por la maquinaria instalada



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en el Gráfico 3, la máquina que presenta el mayor consumo eléctrico es la calandra industrial con 16,1 kW, es decir, la calandra demanda casi un 60% del total de la potencia demandada durante horario punta. A su vez la máquina que la sigue es la secadora industrial. Esto se debe principalmente a que este tipo de máquinas deben producir calor, y para ello utilizan resistencias eléctricas las cuales consumen una gran cantidad de energía.

3.5.1 Análisis del consumo eléctrico de la calandra

Como ya se mencionó anteriormente, la calandra industrial instalada en la empresa es una GMP modelo G30-2000, esta máquina funciona solo con electricidad, y sus características se presentan en la tabla 16:

Tabla 16. Características calandra actual

Marca	GMP
Modelo	G30-2000
Tipo	Eléctrica
Longitud de rodillo	300 mm
Velocidad de planchado	5 m/min
Capacidad de producción	60 kg/hr
Potencia máxima nominal	16,1kW

Fuente: Elaboración propia

A continuación en la tabla 17 se muestran los consumos y costos que posee la calandra “GMP G30-2000”, los cálculos se hacen en base a jornadas de trabajo de 16 horas, contabilizando 30 días de trabajo por mes, durante un año. Para los costos se utilizaron los datos de por energía consumida, potencia leída, demanda en horario punta y uso del sistema troncal (los costos fueron obtenido de la tabla 11 costos que equivalen a 12 meses entre agosto del 2013 a agosto del 2013).

Tabla 17. Costo energía eléctrica calandra GMP G30-2000

Energía mensual	Potencia leída	Demanda max HP	Costos sistema troncal	Costo total mensual
\$ 323.803,20	\$ 26.068,32	\$ 104.553,4	\$ 6.190,13	\$ 460.615,04
\$ 323.803,20	\$ 26.045,78	\$ 104.541,96	\$ 6.190,13	\$ 460.581,07
\$ 323.803,20	\$ 26.351,35	\$ 104.978,92	\$ 6.190,13	\$ 461.323,60
\$ 323.803,20	\$ 26.306,60	\$ 104.922,73	\$ 6.190,13	\$ 461.222,66
\$ 323.803,20	\$ 26.240,91	\$ 104.831,60	\$ 6.190,13	\$ 461.065,84
\$ 324.189,60	\$ 25.792,20	\$ 104.177,94	\$ 6.190,13	\$ 460.349,88
\$ 324.189,60	\$ 26.124,83	\$ 104.660,46	\$ 6.190,13	\$ 461.165,02
\$ 324.189,60	\$ 26.313,68	\$ 104.899,87	\$ 6.190,13	\$ 461.593,28
\$ 324.189,60	\$ 26.574,34	\$ 105.270,81	\$ 6.190,13	\$ 462.224,88
\$ 332.149,44	\$ 26.520,08	\$ 95.509,38	\$ 4.520,88	\$ 458.699,79
\$ 332.149,44	\$ 26.506,56	\$ 95.490,54	\$ 4.520,88	\$ 458.667,43
\$ 332.149,44	\$ 26.689,61	\$ 95.758,93	\$ 4.520,88	\$ 459.118,87
\$ 332.149,44	\$ 26.607,99	\$ 95.639,15	\$ 4.520,88	\$ 458.917,46

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 17 se puede observar el costo total mensual de la calandra actual, dado su potencia requerida de 16,1 kW.

- Costo anual de electricidad de la calandra “GMP G30-2000”: \$ 5.985.544

En la tabla 18 se muestra en forma resumida los costos de operación de la calandra “GMP G30-2000” por concepto de costo de energía y mano de obra.

Tabla 18. Costo de operación anual calandra GMP G30-2000

Costo	Valor
Costo anual electricidad	\$ 5.985.544
Costo anual mano de obra	\$ 17.280.000
Costo total anual de operación	\$ 23.265.544

Fuente: Elaboración propia

El costo por concepto de mano de obra que se incurre al usar la calandra industrial, se debe a que para su operación es necesario 4 trabajadores.

Cabe mencionar que durante las visitas realizadas a la empresa, siempre se percató que en el proceso de planchado existía un cuello de botella, específicamente en el planchado con la calandra. Es por ello que para verificar que el cuello de botella era producido por la calandra, se procedió a simular en el software Arena [Anexo 2. Simulación en Arena y parámetros de simulación] el proceso completo de la empresa durante el intervalo de las 8:00 a las 24:00 horas (16 horas) por 1 semana con los siguientes parámetros presentados en la tabla 19.

Tabla 19. Parámetros de simulación

Parámetros	Expresión
Tiempo entre arribos de ropa (34 kg)	TRIA(55 , 60 , 65)
Tiempo de recepción	TRIA(3 , 5 , 8)
Tiempo de lavado	45.3 + WEIB(3.24, 2.64)
Tiempo de secado	TRIA(31, 34.5, 36)
Tiempo de planchado	34 + 3.96 * BETA(2.14, 1.35)
Tiempo de embolsado	TRIA(3 , 5 , 8)

Fuente: [Anexo 2. Simulación en Arena y parámetros de simulación]

La simulación generó los siguientes resultados.

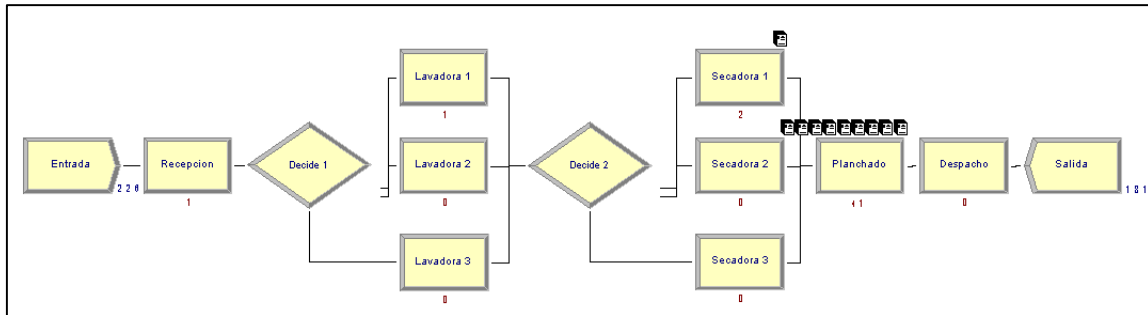
Tabla 20. Tiempos de espera de Maquinarias

Maquinaria	Tiempo de espera promedio (hr)	Tiempo de espera máximo (hr)
Lavadora 1	0.4025	0.8117
Lavadora 2	0.00	0.00
Lavadora 3	0.00	0.00
Secadora 1	0.2447	0.5531
Secadora 2	0.00	0.00
Secadora 3	0.00	0.00
Calandra	9.5238	19.6718

Fuente: [Anexo 3. Tiempos de espera de maquinarias]

Como se puede apreciar en la tabla 20, en el proceso de planchado con la calandra se produce un retraso de hasta 15,45 horas. Esto se debe principalmente a la capacidad de producción de esta máquina.

Figura 14. Simulación proceso productivo de la empresa.



Fuente: Elaboración propia

Capítulo 4: Situación propuesta

Como ya se analizó en el capítulo anterior, la potencia promedio demandada durante la hora punta fue de 25,45 *kW*. Esto significa que el sistema de electricidad a implementar debiera satisfacer como mínimo la potencia antes señalada, sin embargo cumplir con este requisito limita ampliamente el proyecto dado que los costos serían considerablemente altos y probablemente no existiría el espacio físico suficiente para generar tal cantidad de energía.

Es por ello que lo primero que se realizará, será un cambio de tecnología de la máquina que posee un mayor consumo de energía, con el fin de disminuir lo máximo posible la potencia demandada durante el horario punta, y a partir de esto analizar y determinar las alternativas de generación de electricidad más viables y acordes con el proyecto.

4.1 Cambio de tecnología de la calandra

El cambio de tecnología puede suponer una gran inversión inicial, sin embargo también supone una mejora del consumo o capacidad productiva de una máquina. A continuación se analizará el cambio de tecnología de la calandra instalada en la empresa dado que esta es la máquina que posee un mayor consumo eléctrico.

4.1.1 Tipos de calandras

En el mercado chileno podemos encontrar cuatro tipos de calandras, a continuación se describe de forma breve cada una de ellas:

- Calandras a electricidad: generan el calor necesario a partir de electricidad utilizando resistencias eléctricas.
- Calandras a gas: generan el calor necesario a base de gas natural y solo requieren una pequeña cantidad de energía eléctrica para hacer rotar los rodillos.
- Calandras a vapor: generan el calor necesario calentando los rodillos con vapor y solo requieren una pequeña cantidad de energía eléctrica para hacer rotar los rodillos.
- Calandras oleo-eléctricas: generan el calor necesario a partir de electricidad utilizando resistencias eléctricas que calientan un aceite el cual se encuentra en el interior de los rodillos.

A su vez las ventajas y desventajas de cada una de ellas se presentan en la tabla 21:

Tabla 21. Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de calandra

Tipo de calandra	Ventajas	Desventajas
Calandra a electricidad	<ul style="list-style-type: none"> • Baja inversión inicial • Disponibilidad de rodillos desde los 200 <i>mm</i> • Dimensiones compactas 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos costos de operación y mantenimiento • Baja velocidad de planchado • Baja capacidad de producción
Calandra a gas	<ul style="list-style-type: none"> • Bajos costos de operación • Alta velocidad de planchado • Alta capacidad de producción 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta inversión inicial • Disponibilidad de rodillos a partir de los 300 <i>mm</i> • Dimensiones grandes • Requiere conexión continua a gas natural
Calandras a vapor	<ul style="list-style-type: none"> • Bajos costos de operación • Alta velocidad de planchado • Alta capacidad de producción 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta inversión inicial • Disponibilidad de rodillos a partir de los 400 <i>mm</i> • Dimensiones grandes • Requiere alimentación continua de vapor.
Calandras oleo-eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> • Bajos costos de operación • Disponibilidad de rodillos desde los 100 <i>mm</i> • Dimensiones compactas 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta inversión inicial • Baja velocidad de planchado • Baja capacidad de producción • Disponibilidad de rodillos a hasta los 200 <i>mm</i>

Fuente: Elaboración propia

4.1.2 Selección de la nueva calandra

Para la selección de una nueva calandra será necesario identificar las características de la actual calandra, con el fin de poder determinar cuáles serán los requisitos mínimos para la nueva calandra. A continuación se presentan las características de la calandra actual.

Tabla 22. Características calandra actual

Características	
Marca	GMP
Modelo	G30-2000
Tipo	Eléctrica
Longitud de rodillo	300 mm
Velocidad de planchado	5 m/min
Capacidad de producción	60 kg/hr
Potencia máxima nominal	16,1 kW
Costo anual de energía	\$ 5.985.544
Costo anual de mano de obra	\$ 17.280.000
Costo total anual de operación	\$ 23.265.544

Fuente: Elaboración propia

Como ya se mencionó anteriormente, la calandra actual funciona en un 100% alimentada por energía eléctrica, y dado que, lo que se busca con el cambio de tecnología es disminuir el consumo eléctrico, una nueva calandra eléctrica no es definitivamente una opción a considerar.

De acuerdo a todos los puntos críticos que presenta las instalaciones y disponibilidad de combustible dentro de la empresa, se puede realizar una tabla que permita definir qué tipo de calandra cumple o no con las características más relevantes a la hora del cambio de tecnología en la lavandería.

Tabla 23. Puntos criticos por tipo de calandra

Tipo de Calandra	Factibilidad dimensiones	Factibilidad de Combustible	Producción igual o mayor a 50 kg/hr
Calandra Eléctrica	•	•	•
Calandra a Gas	•	•	•
Calandra a Vapor	•	–	•
Calandra Oleo-eléctrica	•	•	–

Fuente: Elaboración propia

Con todos los requerimientos y características explicitados, es posible lograr una selección adecuada del tipo calandra más óptima para dar solución al problema del consumo eléctrico durante el horario punta.

Como se puede observar en la Tabla 18, solo las calandras eléctricas y a gas cumplen con los requisitos mínimos, y dado que como no es factible comprar una nueva calandra eléctrica, la opción a elegir es una calandra a gas.

Aunque si bien en Chile no existen empresas que se dediquen a la fabricación de calandras, si existen empresas importadoras, dentro de las más conocidas se encuentran Marsol y Clean Services. A su vez Clean Services no importa calandras a gas, por lo cual la calandra seleccionada fue la única que importa Marsol y sus características son las siguientes:

Tabla 24. Características calandra seleccionada

Marca	Chicago
Modelo	Laser Go 16
Tipo	A gas
Longitud de rodillo	400 mm
Velocidad de planchado	14 m/min
Capacidad de producción	120 kg/hr
Potencia máxima nominal (de partida)	260.000 BTU
Potencia promedio nominal	104.000 BTU
Potencia nominal motor rotador y ventilador	0,5 kW

Fuente: Elaboración propia

Cabe mencionar que la potencia máxima nominal solo es ocupada en la partida de la calandra y el consumo disminuye un 60% luego de la primera hora de funcionamiento (potencia promedio), además dado que esta calandra tiene mayor una capacidad de producción, solo requiere de 7,5 *hr* para producir la misma cantidad que la calandra actual.

4.1.3 Costo de Inversión de la calandra seleccionada

Los costos de inversión e instalación de la calandra “Laser Go 16” se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 25. Costo de Inversión Laser Go 16

Ítem	Costo
Calandra “Laser Go 16”	\$ 14.444.000
Costo Instalación	\$ 396.896
Total Inversión	\$ 14.840.896

Fuente: [Anexo 4. Cotización Calandra Laser Go 16]

4.1.4 Costo de operación de la calandra seleccionada

La calandra “Laser Go 16” es alimentada principalmente por gas natural, sin embargo también requiere de electricidad para hacer girar sus rodillos.

La lavandería cuenta con conexión a gas natural a través de Metrogas y su tarifa es la AC-11, por lo que el m^3 de gas natural tiene un costo de 474 pesos [Anexo 5. Tarifas Metrogas Diciembre 2014]. A partir de los datos de la tabla 23 se puede realizar un cálculo estimativo del costo de operación anual de la energía utilizada por esta máquina, el cual es el siguiente:

Primero se deberá transformar los BTU en m^3 , dado que un m^3 es equivalente a 9.300 kcal o 36.800 BTU , entonces la potencia máxima nominal es:

$$260.000 \text{ BTU} \div 36.800 \frac{\text{BTU}}{\text{m}^3} = 7,06 \text{ m}^3$$

Y la potencia promedio de consumo es:

$$104.000 \text{ BTU} \div 36.800 \frac{\text{BTU}}{\text{m}^3} = 2,83 \text{ m}^3$$

Por lo tanto el costo de operación anual de la energía utilizada por esta máquina en concepto de gas natural es:

$$12 \text{ meses} \times 30 \text{ días} \times [(1 \text{ hr} \times 7,06 \text{ m}^3 + 6,5 \text{ hrs} \times 2,83 \text{ m}^3) \times 474 \frac{\text{CLP}}{\text{m}^3 \text{ hrs}}] = 4.343.640 \text{ CLP}$$

Además será necesario calcular el costo anual de energía eléctrica, los cálculos se hacen en base a jornadas de trabajo de 7,5 horas, contabilizando 30 días de trabajo por mes, durante un año. Para los costos se utilizaron los datos de por energía consumida, potencia leída, demanda en

horario punta y uso del sistema troncal, los costos fueron obtenidos de la tabla N° 9 costos que equivalen a 12 meses entre agosto del 2012 a agosto del 2013.

Tabla 26. Costo total electricidad calandra Laser Go 16

Energía mensual	Potencia leída	Demanda max HP	Costos sistema troncal	Costo total mensual
\$ 4.713,75	\$ 809,58	\$ 3.247,00	\$ 90,11	\$ 8.860,44
\$ 4.713,75	\$ 808,88	\$ 3.246,65	\$ 90,11	\$ 8.859,38
\$ 4.713,75	\$ 818,37	\$ 3.260,22	\$ 90,11	\$ 8.882,44
\$ 4.713,75	\$ 816,98	\$ 3.258,47	\$ 90,11	\$ 8.879,31
\$ 4.713,75	\$ 814,94	\$ 3.255,64	\$ 90,11	\$ 8.874,44
\$ 4.719,38	\$ 801,00	\$ 3.235,34	\$ 90,11	\$ 8.845,83
\$ 4.719,38	\$ 811,33	\$ 3.250,33	\$ 90,11	\$ 8.871,14
\$ 4.719,38	\$ 817,20	\$ 3.257,76	\$ 90,11	\$ 8.884,44
\$ 4.719,38	\$ 825,29	\$ 3.269,28	\$ 90,11	\$ 8.904,06
\$ 4.835,25	\$ 823,61	\$ 2.966,13	\$ 65,81	\$ 8.690,80
\$ 4.835,25	\$ 823,19	\$ 2.965,55	\$ 65,81	\$ 8.689,79
\$ 4.835,25	\$ 828,87	\$ 2.973,88	\$ 65,81	\$ 8.703,81
\$ 4.835,25	\$ 826,34	\$ 2.970,16	\$ 65,81	\$ 8.697,56

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 21 se puede observar el costo total mensual de la calandra actual, dado su potencia requerida de 16,1 kW. A continuación se muestra el costo anual de electricidad de la calandra "Laser Go 16".

- Costo anual de electricidad de la calandra "Laser Go 16": \$ 114.643

En la tabla 27 se muestra en forma resumida los costos de operación de la "Laser Go 16" por concepto de costo de energía y mano de obra.

Tabla 27. Costo de operación anual Laser Go 16

Concepto	Costo
Costo anual gas natural	\$ 4.343.640
Costo anual electricidad	\$ 114.643
Costo anual mano de obra	\$ 8.640.000
Costo total anual de operación	\$ 13.098.283

Fuente: Elaboración propia

4.1.5 Comparación entre la calandra actual con la seleccionada

A continuación se presenta un cuadro comparativo entre la calandra actual y la seleccionada

Tabla 28. Comparación calandra actual y escogida

Calandra	Actual	Seleccionada
Marca	GMP	Chicago
Modelo	G30-2000	Laser Go 16
Tipo	Eléctrica	A gas
Longitud de rodillo	300 mm	400 mm
Velocidad de planchado	5 m/min	14 m/min
Capacidad de producción	60 kg/hr	120 kg/hr
Potencia máxima nominal	16,1 kW	260.000 BTU
Potencia promedio nominal	-	104.000 BTU
Potencia nominal motor rotador y ventilador	-	0,5 kW
Costo anual de operación	\$ 23.265.544	\$ 13.098.283
Costo por kilo de ropa (en base a 1100 kg diarios)	\$ 58,75	\$ 33,07

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, el costo anual de operación de la calandra seleccionada es un 43% inferior al de la calandra actual, esto se debe principalmente a que la calandra seleccionada tiene una mayor capacidad de producción por lo que tarda menos horas en realizar el mismo trabajo, lo que implica un menor costo en energía utilizada y en mano de obra.

Para poder determinar si el cambio de tecnología reducía el tiempo de espera, se procedió nuevamente a simular en el software Arena [Anexo 2. Simulación en Arena y parámetros de simulación] el proceso completo de la empresa durante el intervalo de las 8:00 a las 24:00 (16 horas) por 1 semana con los parámetros mostrados en la tabla 29 (se utilizaron los mismo parámetros de la simulación anterior, excepto el tiempo de planchado, el cual fue estimado dado que la empresa no contaba con la nueva calandra “Laser Go 16”).

Tabla 29. Parámetros de simulación con cambio de tecnología de calandra

Parámetros	Expresión
Tiempo entre arribos de ropa (34 kg)	TRIA(55 , 60 , 55)
Tiempo de recepción	TRIA(3 , 5 , 8)
Tiempo de lavado	45.3 + WEIB(3.24, 2.64)
Tiempo de secado	TRIA(31, 34.5, 36)
Tiempo de planchado	NORM(18.7, 0.855)
Tiempo de embolsado	TRIA(3 , 5 , 8)

Fuente: [Anexo 2. Simulación en Arena y parámetros de simulación]

Tabla 30. Tiempo de espera con cambio de calandra

Maquinaria	Tiempo de espera promedio (hr)	Tiempo de espera máximo (hr)
Lavadora 1	0.3883	0.7828
Lavadora 2	0.00	0.00
Lavadora 3	0.00	0.00
Secadora 1	0.2046	0.5331
Secadora 2	0.00	0.00
Secadora 3	0.00	0.00
Calandra	0.0305	0.2956

Fuente: [Anexo 3. Tiempos de espera de maquinarias]

Como se puede apreciar el tiempo de espera promedio se reduce de 9.5238 a 0,0305 horas, es decir, un 99% y el tiempo de espera máximo se reduce de 19,6718 a 0,2956 horas, es decir, un 98%.

4.1.6 Disminución de la potencia demandada en horario punta producida por la nueva calandra

Como se puede observar en la siguiente tabla, la potencia promedio demandada en horario punta con la nueva calandra disminuye de 25,43 a 9,83 kW.

Tabla 31. Comparación entre potencia demandada en HP con calandra actual y nueva

Meses	Potencia máxima HP con calandra actual (kW)	Potencia máxima HP con calandra nueva (kW)
Abril	24,96	9,36
Mayo	24,4	8,8
Junio	25,56	9,96
Julio	26,28	10,68
Agosto	25,96	10,36
Septiembre	25,4	9,8
Promedio	25,43	9,83

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a lo que muestra la tabla 30, se puede apreciar una disminución de la potencia máxima demandada en horario punta y por consiguiente también una disminución del consumo eléctrico de la empresa. Esta disminución es de aproximadamente un 61 % aproximadamente, producto del cambio a la nueva tecnología.

A su vez el ahorro en términos de costos por potencia durante horario punta es:

Tabla 32. Ahorro costo por potencia máxima HP

Meses	Costo potencia máxima HP con calandra actual	Costo potencia máxima HP con calandra nueva	Ahorro de costo por potencia máxima HP
Abril	\$ 158.022	\$ 59.258	\$ 98.764
Mayo	\$154.476	\$ 55.713	\$ 98.764
Junio	\$ 161.820	\$ 63.057	\$ 98.764
Julio	\$ 166.379	\$ 67.615	\$ 98.764
Agosto	\$ 164.353	\$ 65.589	\$ 98.764
Septiembre	\$ 160.807	\$ 62.044	\$ 98.764
Total			\$ 592.582

Fuente: Elaboración propia

Es decir, con el cambio de tecnología se produciría un ahorro durante los meses de horario punta correspondiente a \$ 592.582.

4.2 Alternativas de generación de energía eléctrica

Como ya se vio en el apartado anterior, será necesario determinar una alternativa de generación eléctrica que permita el funcionamiento de la empresa durante el horario punta y de esta manera reducir al máximo los costos que genera el funcionamiento en este horario. Dado que uno de los objetivos de este estudio es generar energía eléctrica limpia, las alternativas de generación quedan limitadas a las siguientes opciones:

- Energía Solar
- Energía Hidráulica
- Energía Eólica
- Celda de combustible

De acuerdo a todos los puntos críticos que presenta las alternativas de generación eléctrica y las instalaciones de la empresa, se puede realizar una tabla que permita determinar qué alternativa permitirá el funcionamiento de la empresa durante horario punta.

A continuación en la tabla 33 se presentan los puntos críticos de cada alternativa.

Tabla 33. Puntos críticos alternativas de generación eléctrica

Alternativa	Factibilidad dimensiones	Factibilidad por ubicación	Factibilidad trifásica
Energía Solar	•	•	-
Energía Hidráulica	-	-	•
Energía Eólica	-	-	•
Celda de Combustible	•	•	•

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, la única alternativa que cumple con todos los requerimientos es la celda de combustible, por lo que esta será la encargada de generar la energía eléctrica que permita el funcionamiento de la empresa durante horario punta.

A pesar de que los costos de mantención e inversión son elevados para la celda combustible, es la única alternativa que permite el funcionamiento regular y estable para los equipos con motores trifásicos como lavadores y secadoras industriales.

4.2.1 Celda de combustible

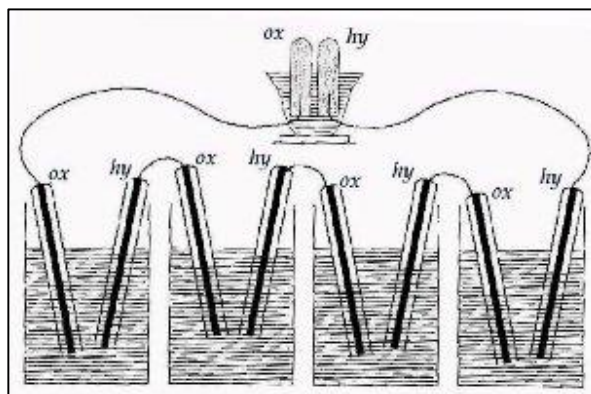
Las celdas de combustibles son conocidas por los científicos desde hace más de 150 años. Sin embargo, solo en las últimas décadas tomaron relevancia lo que ha significado un importante avance en el desarrollo de los distintos tipos que actualmente existen.

Una de las primeras celdas de combustible fue desarrollada en 1838, cuando William Robert Grove desarrollo una versión avanzada de la batería de celda húmeda. Esta celda se hizo conocida como la “Celda Grove” y consistía en un electrodo de platino sumergido en ácido nítrico junto con un electrodo de zinc en sulfato de zinc. El cual era capaz de producir 12 amperes de corriente eléctrica a aproximadamente 1,9 voltios.

Fue Grove quien descubrió que mediante la colocación de un par de electrodos de platino con un extremo sumergido en ácido sulfúrico y el otro extremo sumergido en una mezcla de oxígeno e hidrógeno, comenzaba a fluir corriente eléctrica entre los electrodos, lo que se manifestaba con el aumento del nivel de agua en el recipiente sellado (Mundo Científico, 2002).

Durante el siglo 19, los científicos británicos Anthony Carlisle y William Nicholson describieron el proceso de descomposición del agua en oxígeno e hidrógeno utilizando corriente eléctrica. Sin embargo Grove fue un paso más allá y produjo corriente eléctrica mediante la combinación de oxígeno e hidrógeno. Grove entendió que insertando varios conjuntos de electrodos en un circuito en serie, podría lograr el efecto de la descomposición del agua por medio de la composición de la misma. Finalmente Grove fue capaz de lograr su objetivo con un dispositivo que él llamó “batería de gas”. Esta fue la primera celda de combustible.

Figura 15. Batería de gas de Grove



Fuente: (Romero, 2002)

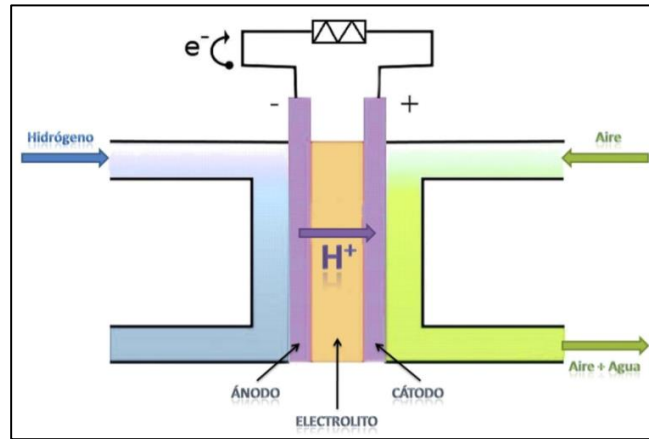
En la literatura actual existen variadas definiciones de celda de combustible, sin embargo una de las más sencillas corresponde a la desarrollada por la empresa Dossan Fuel Cell America. Esta definición expresa lo siguiente:

“Una celda de combustible es un dispositivo electroquímico que combina combustible de hidrogeno y el oxígeno del aire para producir electricidad, calor y agua. Las celdas de combustible operan sin combustión, por lo que son prácticamente libres de contaminación” (Dossan Fuel Cell America, 2008)

Aunque las celdas de combustible pueden, en un principio, procesar una gran variedad de combustibles y oxidantes, las más interesantes en la actualidad son las celdas de combustible que usan los combustibles corrientes (o sus derivados) o hidrogeno como reductor, y el aire del ambiente como oxidante (EG&G Technical Services Inc, 2004).

La estructura física de una celda de combustible que se observa en la figura 16 consiste en un electrodo positivo y negativo. Estos son llamados ánodo y cátodo respectivamente. La reacción química que genera la electricidad ocurre en los electrodos.

Figura 16. Estructura básica de una celda de combustible



Fuente: (Triplénance, 2013)

Cada celda de combustible también contiene un electrolito, con el propósito de transportar partículas eléctricamente cargadas de un electrodo a otro. También, cada celda contiene un catalizador, que es utilizado para acelerar las reacciones químicas en los electrodos.

El aspecto más atractivo de las celdas de combustibles es la habilidad de producir electricidad prácticamente sin contaminación. La mayoría del hidrogeno y oxigeno utilizado como combustible se transforma en agua pura.

En general, las celdas de combustibles son dispositivos que convierten energía química directamente en electricidad y calor. Comercialmente las celdas pueden ser vistas como baterías que no morirán si constantemente se les provee el combustible necesario. Estas son dispositivos electromecánicos que procesan la energía química de la mezcla de los combustibles directamente en electricidad de manera muy eficiente, y de al mismo tiempo son mucho más amigables con el medio ambiente que otros tipos de tecnologías.

4.2.2 Operación de una celda de combustible

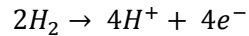
Si bien existen diferentes tipos de celdas de combustibles (varían de acuerdo al tipo de electrolito y combustible utilizado) la celda de combustible más representativa es la de membrana de intercambio protónico sólido (PEMFC) cuya operación se describe a continuación.

Se tiene una celda electroquímica que consiste en dos electrodos, en ella se hace circular oxígeno sobre un electrodo (cátodo) y el hidrogeno sobre el otro (ánodo), para que se produzca una reacción electroquímica.

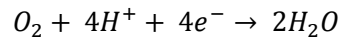
La reacción electroquímica que ocurre en el interior de la celda se lleva a cabo de la siguiente manera: una molécula de hidrogeno es ionizada por la pérdida de dos electrones y esto

se debe a la oxidación de la molécula de hidrogeno en el ánodo, es decir, la formación de dos iones de hidrogeno; al ocurrir esto, el hidrogeno oxidado, ahora en forma de protón, y los electrones, producto de la oxidación, toman diferentes caminos migrando hacia el cátodo. El hidrogeno lo hará a través del electrolito, mientras que los electrones lo hacen a través de un circuito externo.

Por lo tanto, las reacciones parciales que ocurren en el proceso electroquímico en la celda, están dadas por las siguientes ecuaciones químicas:



Como se observa en la primera ecuación el hidrogeno al descomponerse en iones de hidrogeno y en electrones, implica que se libere energía, mientras que en el cátodo el oxígeno reacciona con los electrones tomados del electrodo y con los iones de hidrógeno (H^+) del electrolito para formar agua.



Así, este proceso produce agua (100% pura), corriente eléctrica y calor útil (Humboldt State University, 2009).

4.2.3 Tipos de celdas de combustible

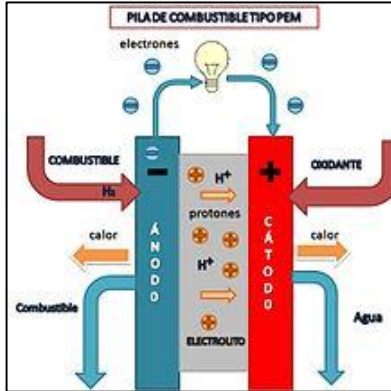
Hoy en día existen una gran variedad de celdas de combustible, los tipos más comunes son la celda de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC); la celda de combustible tipo alcalina (AFC); la celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC); la celda de combustible de carbono fundido (MCFC); la celda de combustible de óxido solido (SOFC).

Los diferentes tipos de celdas de combustibles pueden ser categorizadas en base al tipo de electrolito o el tipo de combustible utilizados en cada celda de combustible. La siguiente sección describe las características de las más utilizadas celdas de combustibles, sus reacciones químicas y también sus ventajas y desventajas (EG&G Technical Services Inc, 2004).

- **Celda de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC):** El electrolito en esta celda es una membrana de intercambio de iones que es un excelente conductor de protones. El único líquido generado en esta celda de combustible es agua, por lo que los problemas de corrosión son prácticamente mínimos. El manejo de la cantidad de agua en la membrana es de vital importancia para el desempeño eficiente de la celda dado que la celda de combustible debe operar bajo condiciones donde el agua no se evapore rápidamente para mantener hidratada la membrana el mayor tiempo posible. Debido a la limitación en la temperatura de operación impuesta por el tipo de polímero, usualmente menor de 100°C (generalmente entre 60°C y 80°C), y a raíz de los problemas con el balance de agua, es recomendable usar hidrogeno libre de impurezas como combustible. Es recomendable el uso de un buen catalizador con el objetivo de poder acelerar la

cinética de reacción tanto en ánodo como en cátodo. La figura 17 muestra el esquema de este tipo de celda.

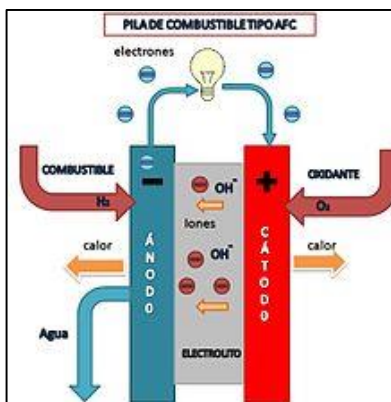
Figura 17. Estructura de una celda de combustible de membrana de intercambio protónico



Fuente: (Wikipedia, 2014)

- **Celda de combustible tipo alcalina (AFC):** El electrolito puede ser hidróxido de potasio en concentraciones que van desde 35% a 80% en peso. Su temperatura de operación en altas concentraciones de electrolito es de aproximadamente $250^\circ C$, y para concentraciones bajas es favorable tener temperaturas menores a $120^\circ C$. El electrolito es retenido en una matriz (usualmente elaborada de asbesto) y una amplia variedad de electro catalizadores pueden ser usados (por ejemplo: níquel, plata, óxidos metálicos, espinel y metales nobles). El combustible se limita a componentes no reactivos y el hidrogeno. La figura 18 permite ver la estructura de la celda.

Figura 18. Estructura de una celda de combustible alcalina

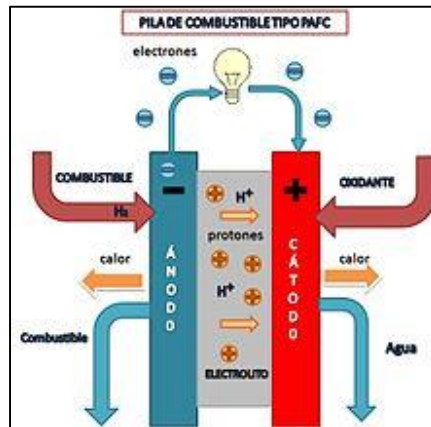


Fuente: (Wikipedia, 2014)

- **Celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC):** El ácido fosfórico concentrado al 100% es usado como electrolito en esta celda, donde generalmente opera a entre los $150^\circ C$ a $220^\circ C$, a bajas temperaturas el ácido fosfórico es un pobre conductor de iones y el

envenenamiento con CO en el electro catalizador de plata llega a ser severo. La relativa estabilidad del ácido fosfórico concentrado es alta comparado con otros ácidos comunes y consecuentemente la celda PAFC es capaz de operar a valores superiores de su temperatura de operación. En adición, el uso de ácido concentrado (100%) minimiza la presión de vapor del agua por lo que el manejo de agua no se vuelve complicado. La matriz más común que se emplea para retener el ácido es carburo silicio y el catalizador tanto en el ánodo como en el cátodo es de plata. La figura 19 muestra la estructura de la celda.

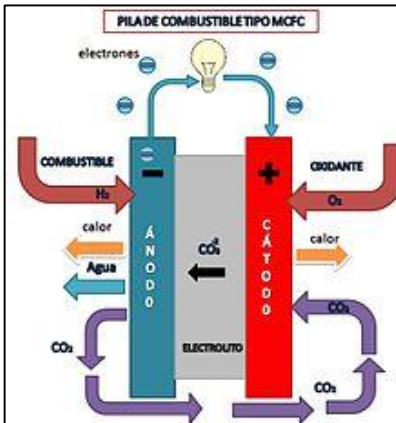
Figura 19. Estructura de una celda de combustible de ácido fosfórico



Fuente: (Wikipedia, 2014)

- **Celda de combustible de carbono fundido (MCFC):** El electrolito en esta celda es usualmente una combinación de carbonatos alcalinos, los cuales son retenidos en una matriz cerámica de óxido de aluminio y litio ($LiAlO_2$). La celda opera entre los $600^\circ C$ a $700^\circ C$, donde los carbonatos alcalinos forman una sal fundida altamente conductora. A temperaturas de operación altas es recomendable usar níquel en el ánodo, y óxido de níquel en el cátodo, estos componentes son adecuados para promover y acelerar la reacción. No se requieren metales nobles para el funcionamiento de la celda. La figura 20 muestra la estructura básica de la celda.

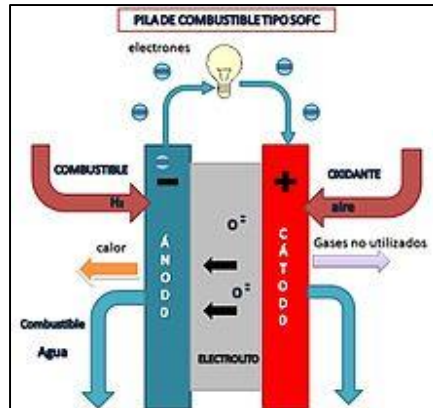
Figura 20. Estructura de una celda de combustible de sales carbonatas fundidas



Fuente: (Wikipedia, 2014)

- **Celda de combustible de óxido sólido (SOFC):** El electrolito que se usa en esta celda es óxido metálico no poroso, usualmente es trióxido de itrio (Y_2O_3) estabilizado con el bióxido de zirconio. La celda opera entre los $600^\circ C - 1000^\circ C$ donde la conducción iónica se lleva a cabo por medio de iones oxígeno. Típicamente el ánodo contiene una aleación cerámica de dióxido de zirconio y cobalto ($Co-ZrO_2$) y el cátodo contiene Estroncio Sr-contaminado con $LaMnO_3$ (trioxido de manganeso y lantano). La figura 21 muestra la estructura básica de la celda.

Figura 21. Estructura de una celda de combustible de óxido sólido



Fuente: (Wikipedia, 2014)

4.2.3.1 Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de celdas de combustibles

A continuación se presenta en la tabla 34 las ventajas y desventajas de cada uno de los tipos de celda de combustible.

Tabla 34. Ventajas y Desventajas de las diferentes celdas de combustibles

Celda de Combustible	Ventajas	Desventajas
Celda de combustible de membrana de intercambio protónico	<ul style="list-style-type: none"> Alta densidad de potencia. Puede variar su output rápidamente para satisfacer el cambio de poder demandado. Tiene un volumen y peso bajo con una buena relación peso-potencia. Perfecta para automóviles y aplicaciones móviles. La eficiencia oscila entre 40 – 60%. Baja temperatura de trabajo (50 – 120°C). Inicio rápido. Poca corrosión del electrolito. 	<ul style="list-style-type: none"> Es sensible a las impurezas del combustibles, tales como el CO. Alto costo de catalizador de platino. Alto costo de electricidad producida.
Celda de combustible tipo alcalina	<ul style="list-style-type: none"> Alta eficiencia que oscila entre los 60 – 70%. La reacción del cátodo es más rápida en un electrolito alcalino lo que lleva a un mayor rendimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Puede ser envenenado fácilmente por pequeñas cantidades de dióxido de carbono, es por eso que la AFC funciona generalmente con oxígeno puro (incrementando los costos). Celda extremadamente cara.
Celda de combustible de ácido fosfórico	<ul style="list-style-type: none"> Tolera las impurezas del combustible (hasta un 1,5% de concentración de 	<ul style="list-style-type: none"> Se solidifica a una temperatura de 40%.

	<p>CO).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiene una eficiencia de un 40%. • Disponible comercialmente. • Perfecta para ser una celda estacionara. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inicio lento y restringida para operaciones continuas.
Celda de combustible de carbono fundido	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene una alta eficiencia (50 – 60%). • Tolera el envenenamiento por CO. • Es capaz de utilizar metales no preciosos como catalizador. • Barato. • Acepta una gran variedad de combustibles. • Se puede utilizar diversos catalizadores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene problemas de durabilidad debido a la alta temperatura de operación. • Naturaleza corrosiva del electrolito.
Celda de combustible de óxido solido	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliza un electrolito cerámico no poroso de bajo costo. • Opera a altas temperaturas (800 – 1000°C). • Dado su alta temperatura de operación, no se requiere un catalizador de metales preciosos. • Tolerante al envenenamiento por CO. • Alta eficiencia (entre 60 – 65%). • Bajo nivel de emisiones y bajo costo. • Adaptado para aplicaciones estacionarias. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere mayor tiempo para la puesta en marcha de la pila.

Fuente: Elaboración propia

4.2.4 Análisis del mercado de las celdas de combustible

En la actualidad existen varias empresas que se dedican a la fabricación de celdas de combustibles estacionarias, entre ellas están Ballard Power Systems y Doosan Fuel Cell America. A su vez estas empresas ofrecen celdas de combustible desde los 1,5 kW en adelante. A continuación se presentan los modelos estacionarios para uso diario que cada empresa ofrece.

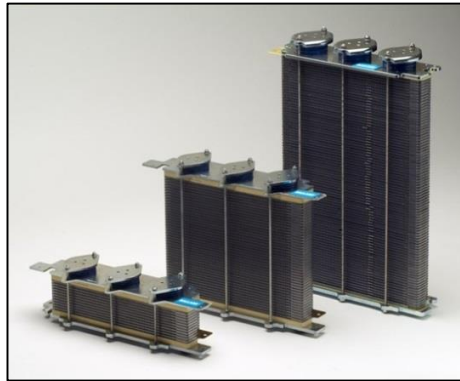
La empresa Ballard Power System fabrica dos modelos para uso estacionario, el primer modelo se llama FCgen-1020ACS y sus especificaciones se presentan en la tabla 35:

Tabla 35. Especificaciones técnicas FCgen-1020ACS

Celda de Combustible FCgen-1020ACS		
Tipo	PEM	PEM
Potencia nominal (kW)	1.5	3.6
Longitud (mm)	363	363
Anchura (mm)	103	103
Altura (mm)	351	351
Combustible	> 99.95% Hidrogeno	> 99.95% Hidrogeno
T° de salida del agua	52°C	52°C

Fuente: [Anexo 7. Especificaciones técnicas celdas de combustible]

Figura 22. Celda de combustible FCgen-1020ACS



Fuente: (Ballard Fuel Cell, 2010)

El segundo modelo se llama FCvelocity-9SSL y sus especificaciones se presentan en la tabla 36:

Tabla 36. Especificaciones técnicas FCvelocity-9SSL

Celda de Combustible FCvelocity-9SSL		
Tipo	PEM	PEM
Potencia nominal (kW)	5	10
Longitud (mm)	104	174
Anchura (mm)	760	760
Altura (mm)	60	60
Combustible	> 95% Hidrogeno	> 95% Hidrogeno
T° de salida del agua	68°C	68°C

Fuente: [Anexo 7. Especificaciones técnicas celdas de combustible]

Figura 23. Celda de combustible FCvelocity-9SSL



Fuente: (Ballard Fuel Cell, 2010)

Por otra parte la empresa Doosan Fuel Cell America también fabrica dos modelos, el primer modelo se llama Clear Edge 5 y sus especificaciones se presentan en la tabla 37:

Tabla 37. Especificaciones técnicas Clear Edge 5

Celda de Combustible Clear Edge 5	
Tipo	PEM
Potencia nominal (kW)	5
Longitud (mm)	1578
Anchura (mm)	2161
Altura (mm)	925
Combustible	Gas Natural
T° de salida del agua	54°C

Fuente: [Anexo 7. Especificaciones técnicas celdas de combustible]

Figura 24. Celda de combustible Clear Edge 5 System.



Fuente: (Fast Company, 2009)

El segundo modelo se llama Pure Cell 400 y sus especificaciones se presentan en la tabla 38:

Tabla 38: Celda de combustible Pure Cell 400

Celda de Combustible Pure Cell 400	
Tipo	PAFC
Potencia nominal (kW)	400
Longitud (mm)	8740
Anchura (mm)	2540
Altura (mm)	3020
Combustible	Gas Natural
T° de salida del agua	40°C

Fuente: [Anexo 7. Especificaciones técnicas celdas de combustible]

Figura 25. Celda de combustible Pure Cell 400



Fuente: (Doosan Fuel Cell America, 2008)

4.2.5 Selección de la celda de combustible

De acuerdo a la información obtenida de la demanda presente horario punta, será necesario una celda combustible que pueda cumplir con las necesidades energéticas básicas para satisfacer el nivel de producción presente en ese horario. Y además que la instalaciones de la empresa cumplan con los requerimientos que cada celda exige para su instalación. A continuación en la tabla 39 se describirá cada uno de los puntos críticos que permitirán la selección de la celda de combustible más óptima para la empresa.

Tabla 39. Características técnicas de las celdas de combustibles

Modelo	Tipo combustible	Dimensión (mm)	Potencia (kW)	T° salida de agua (°C)
FCgen-1020ACS 1.5	Hidrogeno	363 x 103 x 351	1.5	52
FCgen-1020ACS 3.6	Hidrogeno	363 x 103 x 351	3.6	52
FCvelocity-9SSL 5	Hidrogeno	104 x 174 x 760	5	68
FCvelocity-9SSL 10	Hidrogeno	104 x 174 x 760	10	68
Clear Edge 5	Gas Natural	1578 x 2161 x 925	5	54
Pure Cell 400	Gas Natural	8740 x 2540 x 3020	400	40

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a la tabla 39 comparativa de celdas de combustibles presentes en el mercado, es posible establecer cuáles son las características más relevantes para el funcionamiento e instalación de cada modelo. Aquí se puede definir las dimensiones, disponibilidad y factibilidad del suministro de combustible y la potencia nominal. Todas estas características permitirán una selección mucho más óptima de la celda combustible.

En Chile no existen empresas distribuidoras de hidrogeno puro como combustible para un abastecimiento constante, por lo cual se hace muy difícil abastecer las celdas que funcionan con este combustible directamente y por ende menos viable su instalación, es por esto que se decide descartar las celdas que funcionan con este combustible.

Otro punto importante es que la empresa cuenta con un espacio reducido para la instalación de una celda combustible de gran tamaño, debido al gran espacio que ocupa su maquinaria de producción. Para esto las dimensiones máximas para la instalación de una celda combustible dentro de la lavandería no deberían sobrepasar un área de 6 *mts*² y una altura máxima de 1,8 *mts*.

4.2.6 Calculo de la maquinaria necesaria a alimentar por la celda durante horario punta

También es importante definir cuál será la maquinaria necesaria para el funcionamiento dentro del horario punta de consumo eléctrico. Para esto es necesario conocer la demanda máxima por hora que tiene la empresa.

La empresa tiene una demanda máxima por día de 1100 kg con un periodo de tiempo de trabajo de 16 horas, por lo tanto, la producción máxima por hora es de 68,75 kg y 343.75 kg.

Tabla 40. Datos de producción máxima por hora y para horario punta

Ítem	Valor
Producción máxima diaria	1110 kg
Horas de producción diaria	16 horas
Producción máxima por hora	68,75 kg
Producción máxima en horario punta	343,75 kg

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar la maquinaria que se mantendrá en funcionamiento durante el periodo de horario punta (18:00 a 23:00 horas) deberá satisfacer una demanda máxima de 343,75 kg. Para determinar que maquinaria era la necesaria para satisfacer la demanda anteriormente mencionada, se realizaron dos simulaciones del proceso productivo de la empresa. La primera simulación (simulación fuera de horario punta) fue durante el intervalo de las 08:00 a las 18:00 (10 horas) por 1 semana (horario considerado como fuera de punta). La segunda simulación (simulación durante horario punta) fue durante el intervalo de las 18:00 a las 23:00 (5 horas) por 1 semana (horario punta), para ambas simulaciones se consideraron los parámetros de la tabla 28. Es importante mencionar que se realizaron dos simulaciones dado que como la simulación del horario punta parte desde cero, era necesario determinar cuántas cargas quedaban en el proceso productivo sin terminar, ya que el proceso durante hora punta parte con trabajos realizados en las

horas anteriores. Los procesos principales para cumplir con la producción son: Lavado de prendas, secado de prendas y planchado

La simulación del proceso fuera de horario punta (de las 08:00 a 18:00 horas) presentada en el Anexo 6 (Simulación de procesos para determinación de máquinas necesarias), explica que el proceso podría procesar un total de 20 entradas de 34 kg cada una, proporcionando un total de 16 cargas terminadas para despachar y 4 cargas en proceso de producción las cuales serían:

- Dos lavadoras con una carga cada una
- Una secadoras con una carga
- Una carga en la máquina de planchado

De acuerdo a lo anterior, cada uno de los procesos determinados, tendrán tiempos que fueron medidos respecto a cuanto era lo que tardaba una carga de ropa desde el momento de introducirla a la máquina, hasta retirarla de esta (tiempo utilizado por los trabajadores).

Para realizar la simulación del proceso durante el periodo de horario punta (de las 18:00 a las 23:00 horas), se estimó la utilización de las siguientes máquinas que podrían ser alimentadas por una celda de combustible.

- Lavadora industrial (2 unidades)
Potencia nominal: 1,4 kW
Capacidad de producción: 34 kg x carga
Tiempo por carga: 45 min
- Secadora industrial (1 unidad)
Potencia nominal: 1,6 kW
Capacidad de producción: 34 kg x carga
Tiempo por carga: 30 min
- Calandra industrial (1 unidad)
Potencia nominal: 0,5 kW
Capacidad de producción: 120 kg x hora.

La maquinaria seleccionada demanda un carga total de 4,9 kW, por lo cual, será necesario una celda que genere más de 5 kW por hora.

Con la maquinaria seleccionada se realizó la simulación del proceso durante un periodo de tiempo de 5 horas que corresponden al tiempo de duración del horario punta. Es importante también, mencionar que el proceso simulado parte desde cero sin considerar la cargas por terminar, que provienen del trabajo realizado las horas anteriores al periodo de horario punta.

Los resultados de la simulación del proceso productivo durante el horario punta con la maquinaria seleccionada presentado en el Anexo 6 (Simulación de procesos para determinación de máquinas necesarias), son: 10 cargas ingresadas y 6 cargas terminadas listas para el despacho, con otras cuatro en proceso de producción.

De acuerdo a la simulación del proceso productivo (durante horario punta), este entrega un total de 204 kg durante el periodo de horario punta y un total de 136 kg proveniente del proceso productivo realizado las horas anteriores (fuera de horario punta), por lo tanto, el total de la carga lista para despachar sería de 340 kg. Los cuales satisfacen de sobremanera la producción necesaria demandada.

En conformidad a todos los puntos críticos que presenta las instalaciones y disponibilidad de combustible dentro de la empresa, se puede realizar la tabla 41 que permitirá definir qué modelo cumple o no con las características más relevantes a la hora de la selección e instalación de la celda de combustible dentro de la lavandería.

Tabla 41. Puntos críticos de las celdas disponibles en el mercado

Modelo de celda	Factibilidad dimensiones	Factibilidad de Combustible	Potencia nominal mayor o igual a 5 kW
FCgen-1020ACS 1.5	•	–	–
FCgen-1020ACS 3.6	•	–	–
FCvelocity-9SSL 5	•	–	•
FCvelocity-9SSL 10	•	–	•
Clear Edge 5	•	•	•
Pure Cell 400	–	•	•

Fuente: Elaboración propia

Con todos los requerimientos y características explicitados, es posible lograr una selección adecuada de la celda de combustible más óptima para dar solución al problema de suministro eléctrico durante el horario punta. La celda de combustible modelo Clear Edge 5 cumple con los requerimientos mínimos antes explicitados.

4.2.7 Análisis energético de la Clear Edge 5

Según la información presentada por el fabricante Anexo 7 (Especificaciones técnicas celdas de combustible), las características técnicas de la celda se presentan a continuación en la tabla 42:

Tabla 42. Características técnicas Clear Edge 5

Características	Desempeño
Salida de potencia eléctrica	5 kW
Eficiencia eléctrica	40%
Eficiencia global máxima	90%
Consumo de gas	1,29 m ³ /hr
Salida de calor (a 54°C)	21.000 BTU/hr

Fuente: Elaboración propia

Para calcular la eficiencia energética de esta celda, primero será necesario determinar cuanta energía ingresa al sistema. Dado que un m³ es equivalente a 9.300 kcal o 36.800 BTU, entonces la energía consumida por la celda es:

$$1,29 \text{ m}^3 \times 9.300 \frac{\text{kcal}}{\text{m}^3} = 11.997 \text{ kcal}$$

Y dado que un kW es equivalente a 859 kcal, entonces la potencia eléctrica entregada por el sistema es:

$$5 \text{ kW} \times 859 \frac{\text{kcal}}{\text{kW}} = 4.295 \text{ kcal}$$

Finalmente, dado que un BTU es equivalente a 0,252 kcal, entonces la salida de calor es:

$$21.000 \text{ BTU} \times 0,252 \frac{\text{kcal}}{\text{BTU}} = 5.292 \text{ kcal}$$

Por lo que la energía total que ingresa al sistema es 11.997 kcal/hr y la energía total que esta celda produce 9.587 kcal/hr, por lo que la eficiencia es igual a un 80% y las pérdidas corresponden a 2410 kcal/hr.

Tabla 43. Eficiencia energética de la celda de combustible Clear Edge 5

Tipo de energía	Valor	Eficiencia
Eléctrica	5 kW/hr	35,8%
Calórica	21.000 BTU	44,2%
Perdidas	2410 kcal	20,0%
Total		100%

Fuente: Elaboración propia

A su vez, el caudal térmico que proporciona la celda de combustible es:

$$21.000 \text{ BTU} \times \frac{1 \text{ m}^3}{36.880 \text{ BTU}} \times \frac{1000 \text{ litros}}{1 \text{ m}^3} = 569,41 \frac{\text{litros}}{\text{hr}}$$

Por lo tanto, cada hora de funcionamiento de la celda de combustible “Clear Edge 5” produce 5 kW de energía eléctrica y alrededor de 561,41 litros de agua a 54°C

Figura 26. Diagrama energético Clear Edge 5



Fuente: Elaboración propia

4.2.8 Costo de inversión de la celda de combustible

Originalmente, las celdas de combustibles fueron diseñadas para el uso en misiones espaciales. Esos sistemas eran extremadamente caros ya que llegaban a costar cerca de 600.000 dólares por kilowatt por lo que eran prácticamente imposibles de implementar para el uso residencial o industrial. En los últimos 30 años se han realizado muchas investigaciones sobre las celdas de combustible para hacerlas más eficiente y asequible para el uso comercial.

Como es en el caso de todas las nuevas tecnologías, los costos iniciales son bastantes elevados, sin embargo mientras más unidades son desarrolladas por diferentes empresas, el precio de estas tiende a disminuir drásticamente. El precio por kW de las celdas de combustibles varía dependiendo del tipo de celda y del combustible que utiliza, de todas formas se espera que para el 2020 el costo de fabricar una celda de combustible no supere los \$500 USD/kW (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2010).

A continuación se presenta la tabla 44 con los costos asociados a la inversión e instalación de la celda de combustible “Clear Edge 5”.

Tabla 44. Costo de inversión e instalación de la Clear Edge 5

Ítem	Costo
Celda de combustible "Clear Edge 5"	\$ 12.560.000
Costo Instalación	\$ 913.740
Total Inversión	\$ 13.483.740

Fuente: (U.S. Environmental Protection Agency, 2010)& (U.S. Energy Information Administration, 2010)

Dado que en Chile no se comercializan ningún tipo de celda de combustible, será entonces necesario impórtala directamente desde Estados Unidos, y para ello se deberá pagar un tributo aduanero, que por regla general, todas las importaciones están afectas al pago del derecho ad valorem (6%) sobre su valor CIF (costo de la mercancía más prima del seguro más valor del flete de traslado) y pago del IVA (19%) sobre su valor CIF más el derecho ad valorem (Servicio Nacional de Aduanas de Chile, 2007).

A continuación se presenta la tabla 45 con el tributo aduanero a pagar por la importación de la Clear Edge 5.

Tabla 45. Tributo Aduanero Clear Edge 5

Ítem	Costo
Derecho ad valorem	\$ 753.600
IVA (19%)	\$ 2.529.584
Total Tributo Aduanero	\$ 3.283.184

Fuente: Elaboración propia

4.2.9 Costo de operación mensual de celda de combustible

Como se muestra en la tabla 42, la celda de combustible consume $1,29 \text{ m}^3/\text{hr}$ de gas, y las horas de funcionamiento de este dispositivo están determinado por las horas de horario punta lo que equivale a 5 horas al día.

El costo por consumo de 1 m^3 de gas natural es de \$474, por lo tanto el costo de operación mensual de la energía utilizada por esta máquina es:

$$30 \text{ dias} \times 5 \text{ hr} \times 1,29 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}} \times 474 \text{ CL} = 91.719 \text{ CLP}$$

En la tabla 46 se presenta el costo de operación mensual de la celda "Clear Edge 5"

Tabla 46. Costo de operación mensual Clear Edge 5

Ítem	Costo
Costo de operación mensual	\$ 91.719

Fuente: Elaboración propia

Por lo que el costo por kilo de ropa (en base a 1100 kg diarios) sería de \$ 2,78 pesos.

4.3 Cambio de tecnología de la iluminación de la empresa

Si bien en el apartado anterior se determinó que la celda de combustible “Clear Edge 5” permitía el funcionamiento de la empresa y a su vez disminuía el consumo eléctrico durante horario punta, también existen otros equipos que requieren de energía eléctrica tales como los equipos administrativos y la red de iluminación, a continuación se detalla el consumo eléctrico de cada uno de los equipos y de la red de iluminación.

Equipos utilizados en oficina de recepción e iluminación primer piso:

- Notebook (1 unidad)
Potencia nominal: 90 w
- Impresora (1 unidad)
Potencia nominal: 30 W
- Red de iluminación
Tubos fluorescentes (30 unidades)
Potencia nominal: 36 w

Equipos utilizados en oficina de administración e iluminación segundo piso:

- Notebook (3 unidades)
Potencia nominal: 90 W
- Impresora (1 unidad)
Potencia nominal: 30 W
- Proyector (1 unidad)
Potencia nominal: 32W

- Red de iluminación
Tubos fluorescentes (28 unidades)
Potencia nominal: 36 W

Por lo tanto la carga total que presenta la empresa tanto en equipos de administración como iluminación se presentan en la tabla 47:

Tabla 47. Carga total de equipos de administracion e iluminacion

Carga total (kW)			
	Primer piso	Segundo piso	Total carga
Iluminaria	1,08	1,01	2,09
Equipos de administración	0,12	0,33	0,45
Total carga			2,54

Fuente: Elaboración propia

Para lograr reducir al máximo el consumo eléctrico durante horario punta, será entonces necesario reducir el consumo de estos ítems. Es por ello que en el presente capítulo se analizará un cambio de tecnología de la iluminaria de la empresa, con el fin de reducir considerablemente su consumo eléctrico y a su vez buscar una alternativa que permita generar la suficiente energía eléctrica para mantener en funcionamiento los equipos administrativos y la iluminación de la empresa.

Para la reducción del consumo de energía eléctrica que demanda la red de iluminación de la empresa, se analizaran las distintas alternativas de iluminación presentes en el mercado, con el fin de generar una reducción del consumo durante el horario punta y disminuir así los costos que eso genera.

4.3.1 Tipos de iluminación

En el mercado se pueden encontrar distintos tipos de iluminación industrial, a continuación se realizará una comparación tanto de consumo, como la capacidad lumínica de cada una de las alternativas de iluminación, incluyendo la que existe hoy en día en la empresa (tubos fluorescentes). Las alternativas presentes en mercado corresponden a luces LEDs, ampolletas halógenas, ampolletas incandescentes y las ampolletas de bajo consumo CFL en donde se incluyen los tubos fluorescentes.

A continuación en la tabla 48 comparativa acerca de la capacidad lumínica medida en lúmenes y el consumo en watts de las alternativas mencionadas.

Tabla 48. Capacidad lumínica vs consumo por tecnología

Valores en lúmenes (lm)	Consumo en Watts según tipo de tecnología lumínica			
	LEDs.	incandescentes	Halógenos	CFL y fluorescentes
800/1500	15	75	70	18
1600/1800	18	100	100	20
2500/2600	25	150	150	30
2600/2800	30	200	200	40

Fuente: Elaboración propia

El lumen (**lm**), es la unidad del sistema internacional de medidas que se utiliza para medir la potencia luminosa percibida, que entrega una fuente dada en un ángulo determinado (Wikipedia, 2015). De acuerdo a esto se puede apreciar la gran eficiencia que presenta la alternativa de luces LEDS y las de bajo consumo CFL, siendo las luces LEDS. las que presentan una mayor eficiencia y menor consumo. Además existen otras características importantes para definir la tecnología que generan un mayor ahorro de energía.

Tabla 49. Comparación de características de cada tipo de iluminación

Características	LEDs.	ICFL y fluorescentes	Incandescentes
Ciclos continuados de encendido/apagado	Indefinido	Acorta su vida útil	indefinido
Tiempo de demora para encender	Instantáneo	Algún retardo	Instantáneo
Emisión de calor	Muy baja	Baja	alta
Consumo eléctrico	Bajo	Bajo	Alto
Eficiencia	Alta	Alta	Baja
Sensibilidad a la baja temperatura	Ninguna	Alta	Poca
Sensibilidad a la humedad	Ninguna	Alguna	Poca
Contenido de materiales tóxicos	Ninguno	Mercurio	Ninguno
Vida útil aproximada en horas de funcionamiento	50.000	10.000	1.000
precio	Alto	Medio	Bajo

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto la tecnología LED posee genera un ahorro mayor que las otras alternativas debido a tres vías. La primera es en el consumo eléctrico (hasta un 80% de ahorro), también en la adquisición de las lámparas debido a su menor sustitución y por ultimo al haber menor cantidad de ampolletas que sustituir el costo de mantenimiento es menor

4.3.2 Tecnología L.E.D.

La tecnología L.E.D. que en español significa diodo emisor de luz., es un cuerpo semiconductor solido de gran resistencia que al recibir una corriente eléctrica de baja intensidad, emite luz de forma eficiente.

La tecnología LED vino a reemplazar la tecnología convencional de las ampolletas incandescentes y a otras formas de iluminación tanto por la eficiencia (la ampolletas incandescentes aprovechan solo un 10% de la energía para iluminar y el 90% se pierde en forma de calor), como por la vida útil que poseen, una lámpara LED posee una vida útil 30 veces mayor que la de una ampolleta incandescente, 25 más que una halógena, 30 veces más que un tubo fluorescentes y tres veces más que una ampolleta de bajo consumo CFL.

Dentro la empresa la iluminación en su totalidad es a base a tubos fluorescentes, distribuyéndose de la siguiente manera:

- Red de iluminación primer piso
Tubos fluorescentes (28 unidades)
Potencia nominal: 36 W
- Red de iluminación segundo piso
Tubos fluorescentes (30 unidades)
Potencia nominal: 36 w

Tabla 50. Consumo eléctrico de la red de iluminación actual

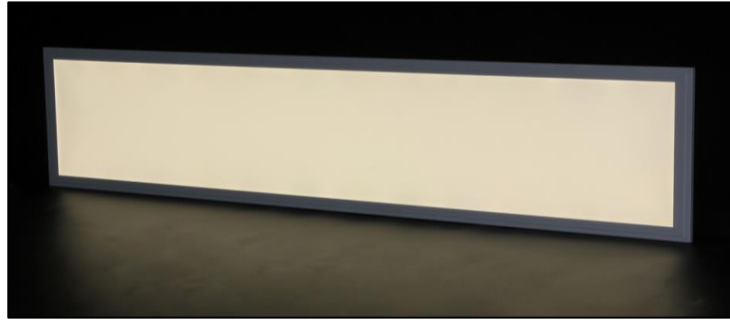
Carga total			
	Primer piso	Segundo piso	Total carga
Iluminación	1,08 kW	1,01 kW	2,09 kW

Fuente: Elaboración propia

La empresa cuenta con un total de 58 tubos fluorescentes que permiten iluminar el primer y segundo piso generando un consumo de 2.09 kW de energía.

Con un cambio a tecnología LED es necesario equipos que permitan iluminar espacios amplios y con poca luz natural, para esto se utilizarían equipos de paneles LED ideales para reemplazar equipos de tubos fluorescentes. Un panel LED reemplaza un total de 4 tubos fluorescentes de 36 W de consumo cada uno, y solo tendría un consumo de 28 W.

Figura 27. Panel LED



Fuente: (Led Shop, 2013)

En la tabla 51 se hace una comparación de cuantos paneles LED serán necesarios para reemplazar los tubos fluorescentes presentes hoy en la empresa.

Tabla 51. Comparación sistema actual vs sistema propuesto

Tecnología	Unidades totales	Potencia de consumo por unidad	Potencia de consumo total	Vida útil
Tubos fluorescentes (actual)	58	36W	2,09 kW	10.000 hrs
Paneles LED	15	28W	0,42 kW	50.000 hrs

Fuente: Elaboración propia

El cambio a tecnología LED, produciría una reducción de la potencia demandada de un 80% aproximado. Cada panel LED con las características mencionadas, tiene un valor de mercado de \$ 48.000 pesos, por lo tanto, el costo de la inversión inicial sería aproximadamente de \$ 720.000 pesos, considerando 15 paneles LED. Además, cada uno posee una vida Útil de 50.000 horas, que corresponden a 3125 días de funcionamiento, con jornadas de 16 horas diarias en funcionamiento continuo. De acuerdo a esto, el recambio de los paneles sería 9 años luego de su instalación, a diferencia de los tubos fluorescentes que necesitarían un recambio cada 2 años, ya que poseen una vida útil de 10.000 horas.

Tabla 52. Tabla de costos de recambio de sistema actual vs sistema propuesto

Ítem	Paneles LED	Tubos Fluorescentes
Total elementos	15	58
Costo unitario	\$ 48.000	\$ 900
Vida útil	50000 horas	10000 horas
Duración día de trabajo	16 horas	16 horas
Días de Duración	3125	625
Años de duración antes de recambio	9	2
Costos de recambio por periodo de 9 años	\$ 720.000	\$ 208.800

Fuente: Elaboración propia

4.3.3 Costos del sistema actual y propuesto de iluminación por consumo eléctrico

Ambos equipos, tanto el actual como el propuesto, se caracterizan por ser equipos de iluminación y tecnologías de bajo consumo, generando ahorros en la demanda de energía eléctrica. A continuación se muestran los consumos y costos que tiene el sistema actual, en comparación con el que tendría el sistema propuesto de Paneles LED, los cálculos se hacen en base a jornadas de trabajo de 16 horas, contabilizando 30 días de trabajo por mes, durante un año. Para los costos se utilizaron los datos de por energía consumida, potencia leída, demanda en horario punta y uso del sistema troncal, los costos fueron obtenidos de la tabla 11, costos que equivalen a 12 meses entre agosto del 2013 a agosto del 2014

Tabla 53. Costos consumo eléctrico sistema actual

Energía mensual	Potencia leída	Demanda max HP	Costos sistema troncal	Costo total mensual
\$ 42.034,08	\$ 3.384,02	\$ 13.572,46	\$ 803,56	\$ 59.794,13
\$ 42.034,08	\$ 3.381,10	\$ 13.570,98	\$ 803,56	\$ 59.789,72
\$ 42.034,08	\$ 3.420,77	\$ 13.627,70	\$ 803,56	\$ 59.886,11
\$ 42.034,08	\$ 3.414,96	\$ 13.620,40	\$ 803,56	\$ 59.873,00
\$ 42.034,08	\$ 3.406,43	\$ 13.608,58	\$ 803,56	\$ 59.852,65
\$ 42.084,24	\$ 3.348,18	\$ 13.523,72	\$ 803,56	\$ 59.759,70
\$ 42.084,24	\$ 3.391,36	\$ 13.586,36	\$ 803,56	\$ 59.865,52
\$ 42.084,24	\$ 3.415,88	\$ 13.617,44	\$ 803,56	\$ 59.921,12
\$ 42.084,24	\$ 3.449,71	\$ 13.665,59	\$ 803,56	\$ 60.003,11
\$ 43.117,54	\$ 3.442,67	\$ 12.398,42	\$ 586,87	\$ 59.545,50
\$ 43.117,54	\$ 3.440,91	\$ 12.395,98	\$ 586,87	\$ 59.541,30
\$ 43.117,54	\$ 3.464,68	\$ 12.430,82	\$ 586,87	\$ 59.599,90
\$ 43.117,54	\$ 3.454,08	\$ 12.415,27	\$ 586,87	\$ 59.573,76

Fuente: Elaboración propia

Tabla 54. Costos consumo eléctrico sistema propuesto

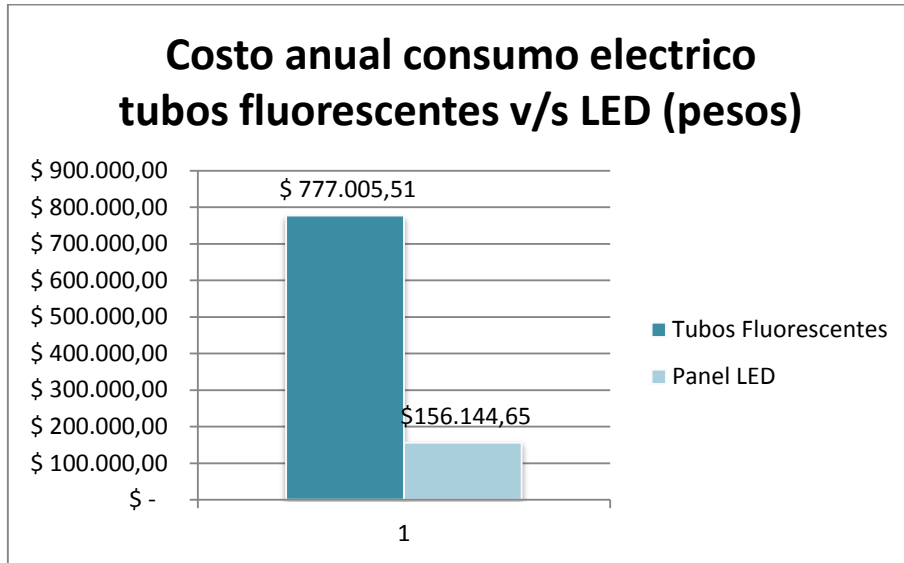
Energía mensual	Potencia leída	Demanda max HP	Costos sistema trocal	Costo total mensual
\$ 8.447,04	\$ 680,04	\$ 2.727,48	\$ 161,48	\$ 12.016,04
\$ 8.447,04	\$ 679,46	\$ 2.727,18	\$ 161,48	\$ 12.015,16
\$ 8.447,04	\$ 687,43	\$ 2.738,58	\$ 161,48	\$ 12.034,53
\$ 8.447,04	\$ 686,26	\$ 2.737,11	\$ 161,48	\$ 12.031,90
\$ 8.447,04	\$ 684,55	\$ 2.734,74	\$ 161,48	\$ 12.027,80
\$ 8.457,12	\$ 672,84	\$ 2.717,69	\$ 161,48	\$ 12.009,13
\$ 8.457,12	\$ 681,52	\$ 2.730,27	\$ 161,48	\$ 12.030,39
\$ 8.457,12	\$ 686,44	\$ 2.736,52	\$ 161,48	\$ 12.041,56
\$ 8.457,12	\$ 693,24	\$ 2.746,20	\$ 161,48	\$ 12.058,04
\$ 8.664,77	\$ 691,83	\$ 2.491,55	\$ 117,94	\$ 11.966,08
\$ 8.664,77	\$ 691,48	\$ 2.491,06	\$ 117,94	\$ 11.965,24
\$ 8.664,77	\$ 696,25	\$ 2.498,06	\$ 117,94	\$ 11.977,01
\$ 8.664,77	\$ 694,12	\$ 2.494,93	\$ 117,94	\$ 11.971,76

Fuente: Elaboración propia

En la tablas 53 y 54 se realizó el cálculo de los costos de energía eléctrica que genera el sistema actual de tubos fluorescentes y el sistema propuesto de paneles LED, la energía que utiliza el sistema de iluminación actual corresponde a los 2,09 kW, mientras que el sistema propuesto solo utilizaría 0,42 kW. Por otro lado los costos de energía eléctrica anuales serían los siguientes:

- Costos anuales energía eléctrica por iluminación actual: \$ 777.005 pesos.
- Costos anuales energía eléctrica sistema propuesto: \$ 156.145 pesos

Grafico 4. Comparación sistema actual vs propuesto



Fuente: Elaboración propia

A simple vista se puede apreciar que la alternativa de paneles LED, presentaría un ahorro en costos por consumo de energía eléctrica de alrededor del 80% anual. Siendo la alternativa propuesta mucho más conveniente en estos términos, pero es necesario evaluar también la inversión inicial y los costos de mantención e instalación, para poder decidir de forma precisa que alternativa será la más conveniente al final. Para realizar un análisis completo se utilizara un indicador de evaluación económica que permita entregar una respuesta clara de cuál alternativa será la conveniente para el cambio de tecnología propuesto anteriormente.

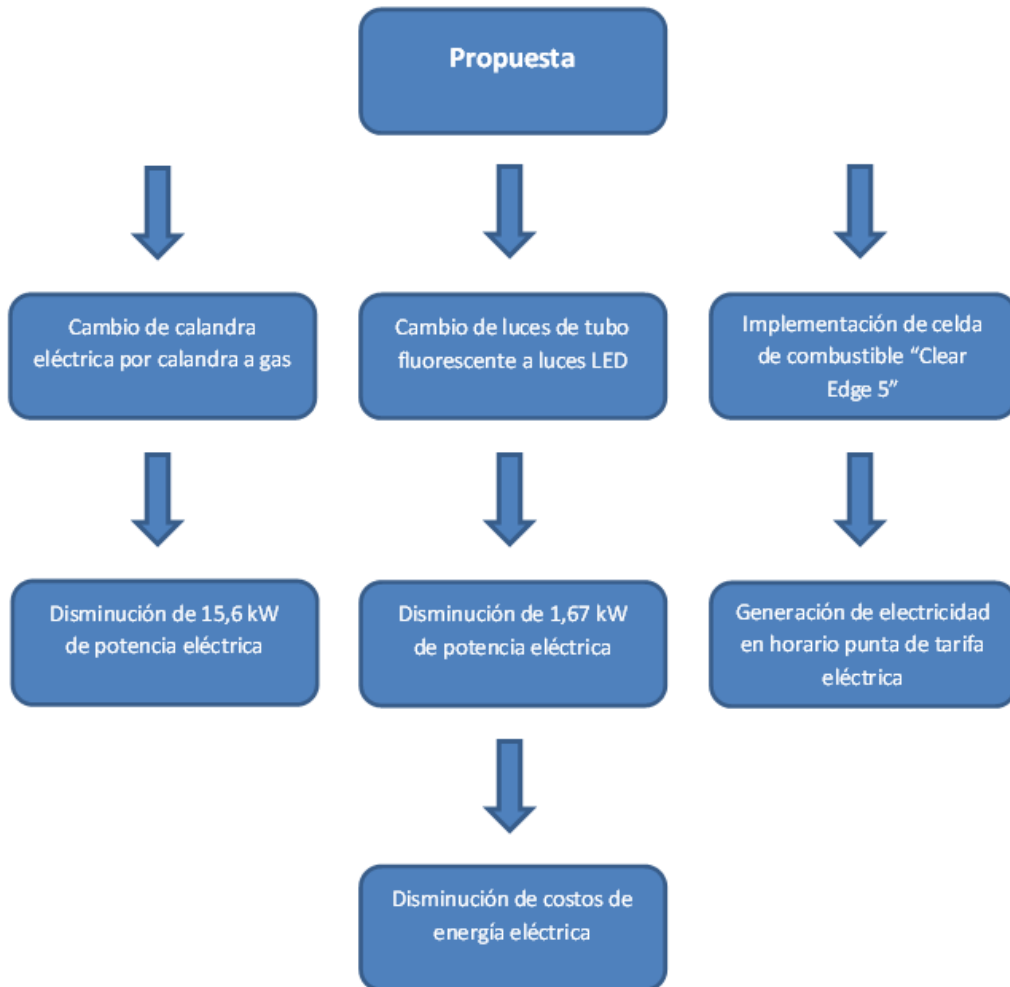
4.4 Síntesis de la propuesta

A continuación se presenta un resumen de la propuesta para la reducción de los costos de energía eléctrica durante el horario punta de la tarifa eléctrica.

1. Cambio de tecnología de la calandra industrial eléctrica a una calandra industrial a gas.
2. Cambio de tecnología de las luces alógenas a luces LED.
3. Implementación de un sistema de generación de energía eléctrica para suministrar la empresa durante el periodo y horario de horas punta.

Es decir, con esta propuesta se pretende disminuir la potencia demanda por la empresa durante horario punta con el fin de lograr disminuir los costos por términos de energía eléctrica.

Figura 28. Propuesta para reducción de costos de energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia

Capítulo 5: Evaluación Económica

5.1 Evaluación de alternativas para cambio de tecnología

Es importante determinar que a través de los cambios de tecnología lo que se busca en este estudio, es una disminución de los costos de energía eléctrica por parte de equipo e instalaciones dentro de la empresa, para así disminuir la potencia máxima demandada durante el periodo de horario punta lo máximo posible. Debido a esto, es necesario determinar si los cambios de tecnología tanto como la nueva calandra y los equipos de iluminación LED, son convenientes desde el punto de vista de la evaluación económica.

Para la elección entre dos alternativas tecnológicas de inversión, es necesario hacer una evaluación económica que equilibre las alternativas y que permita realizar una comparación equivalente. Una alternativa puede tener altos costos de inversión y bajos costos de operación, mientras que otras pueden tener altos costos de operación y bajos costos de inversión. Para esto es importante conocer el valor actualizado de cada una de las alternativas. El valor actualizado variara dependiendo la tasa de descuento que se utilice, a menor tasa de descuento la alternativa con mayor costo de inversión tendrá un menor valor actual mientras que para tasas de descuento mayores la situación se invierte. (Sapag Chain & Sapag Chain, 2008).

En el capítulo anterior se propusieron algunas alternativas de cambio de tecnología con el fin de disminuir los costos por consumo eléctrico durante el horario punta de la empresa. Se partió determinando la maquinaria con mayor consumo eléctrico y se propuso un análisis concluyendo cuál es la alternativa más óptima para su remplazo. También se analizó la red de iluminación y se eligió el cambio de tecnología para la reducción del consumo eléctrico por parte de este ítem.

Ambos cambios de tecnología deben llevar una evaluación económica para ver si son realmente convenientes, ya que lo que se busca es generar una reducción de los costos por concepto de energía eléctrica.

Para poder evaluar alternativas de inversión en donde se enfrenta el cambio de algún equipo eléctrico dentro de la empresa (con distinta vida útil), se requiere de un indicador que me permita visualizar si es conveniente cambiar a una nueva tecnología, o si es mejor mantener la tecnología actual, comparando ambas alternativas de una forma equivalente. Para esto utilizaremos el Costo Anual Equivalente (CAUE).

5.2 Costo anual equivalente (CAUE)

Para la comparación de dos proyectos con distinta vida útil, el mejor método para la evaluación de proyecto, es el de valor anual equivalente (VAE), cuando las opciones analizadas tienen distintos beneficios asociados, o el del costo anual equivalente (CAUE) cuando solo se estudian los costos que entregan las distintas opciones (Sapag Chain & Sapag Chain, 2008).

El CAUE corresponde a todos los ingresos y desembolsos que se convierten en una cantidad anual uniforme equivalente, que es la misma cada periodo. Para el cálculo del CAUE se utiliza la siguiente expresión:

$$CAUE = P \cdot \left[\frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right] + CAO$$

- P: costo inicial
- i: tasa de descuento anual
- n: periodo de tiempo (vida útil)
- CAO: costo anual de operación

Tasa de descuento: Una de las variables que más influyen en el resultado de la evaluación de un proyecto es la tasa de descuento empleada en la actualización de sus flujos netos de caja (Sapag Chain & Sapag Chain, 2008)

Para el presente estudio se consideró el uso de capital propio del inversionista. Para estimar el costo del capital propio se utilizó el modelo de precios de activos de capital (MPAC) citado en Sapag (2008), Este modelo define el riesgo como la variabilidad en la rentabilidad de una inversión.

Este método está dado por:

$$K_e = Rf + \beta (Rm - Rf)$$

Donde k_e es la rentabilidad exigida al capital propio, Rf es la tasa de retorno libre de riesgo, Rm es la tasa de rentabilidad esperada sobre la cartera del mercado de activos riesgosos, β (beta) es el factor de medida del riesgo sistemático.

Se consideró que el riesgo del proyecto es similar al riesgo promedio del mercado ($\beta = 1$). Para la estimación de Rm se consideró la rentabilidad de la empresa en estudio (Lavandería V&C) expresada porcentualmente y en términos de tasa interna de retorno (TIR) de un 12%. En el caso de la tasa libre de riesgo (Rf) se consideró como referencia el valor de los bonos del banco central

(BCP) , emitidos a 10 años en el periodo 2014, con una tasa de interés anualizada sobre el tipo de cambio observado de 2,06% (Banco central de Chile , 2015).

Remplazando los valores en la ecuación, obtenemos la rentabilidad exigida al capital propio.

$$K_e = 2,06 + 1 (12 - 2,06) = 12\%$$

5.2.1 CAUE de cambio de tecnología de calandra

En el capítulo 4 se determinó que el equipo con máximo consumo eléctrico correspondía a la calandra (maquina planchadora), por lo que se propuso el cambio de tecnología a una nueva calandra que funciona a base de gas natural. Para determinar si esta inversión es conveniente desde el punto de vista económico, se realizara la comparación de la calandra actual con la nueva calandra propuesta en función del indicador CAUE, para determinar si es o no factible su inversión.

- CAUE calandra actual “GMP G30-2000”

El costo anual de operación que incurre la calandra actual en energía y en mano de obra corresponde a \$ 22.594.644. A continuación se presenta el resumen de los datos para el cálculo y el CAUE respectivo de la calandra actual.

Tabla 55. CAUE calandra actual

Datos de proyecto	Valores
Costo anual de operación CAO	\$ 23.265.544
Tasa de descuento anual (i)	-
Costo inicial P	-
Vida útil (n)	-
CAUE Calandra Actual	\$ 23.265.544

Fuente: Elaboración propia

- CAUE calandra seleccionada “Chicago Laser GO 16”

El costo anual de operación que generaría la calandra seleccionada correspondería a \$ 13.072.764. El costo inicial de la calandra seleccionada corresponde a \$ 14.840.896, el periodo de tiempo que corresponde a la vida útil es de 10 años. A continuación se presenta el resumen de los datos para el cálculo y el CAUE respectivo de la calandra actual.

Tabla 56. CAUE calandra seleccionada

Datos de proyecto	Valores
Costo anual de operación CAO	\$ 13.098.283
Tasa de descuento anual (i)	12%
Costo inicial P	\$ 14.840.896
Vida útil (n)	10 años
CAUE_{Calandra Seleccionada}	\$ 15.724.887

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, el CAUE de la calandra seleccionada es menor al CAUE de la calandra actual, por lo que el cambio de tecnología de la calandra generaría necesariamente una reducción de los costos por consumo de energía eléctrica para la empresa.

5.2.2 CAUE de cambio de tecnología de iluminación

En el capítulo 4 se hizo el análisis técnico del sistema de Paneles LED para sustituir el actual sistema de iluminación, determinando cuales eran las ventajas técnicas y beneficios que traería para la empresa el cambio a esta nueva tecnología de iluminación. A continuación se evaluara desde el punto de vista económico si esta nueva inversión es o no conveniente para la empresa, utilizando el indicador CAUE para ambas alternativas.

- CAUE sistema actual tubos fluorescentes

El proyecto actual de iluminación genera costos anuales de operación correspondientes a energía eléctrica de alrededor de los \$ 777.005 pesos anuales. El costo inicial del sistema corresponde a \$ 208.800 pesos, el periodo de tiempo que corresponde a la vida útil del sistema actual es de 2 años. A continuación se presenta el resumen de los datos para el cálculo y el CAUE respectivo para el proyecto actual:

Tabla 57. CAUE Proyecto actual tubos fluorescentes

Datos de proyecto	Valores
Costo anual de operación CAO	\$ 777.005
Tasa de descuento anual (i)	12%
Costo inicial P	\$ 208.000
Vida útil (n)	2 años
CAUE_{Tubos}	\$ 900.551

Fuente: Elaboración propia

- CAUE Sistema propuesto luces LED

El proyecto propuesto de iluminación generaría costos correspondientes a energía eléctrica de alrededor de los \$ 156.145 pesos anuales. El costo inicial del sistema es de \$ 720.000 pesos y su vida útil es de 9 años. A continuación se presenta una tabla resumen de los datos, para el cálculo del CAUE del sistema propuesto luces LED:

Tabla 58. CAUE Proyecto propuesto luces LED

Datos de proyecto	Valores
Costo anual de operación CAO	\$ 156.145
Tasa de descuento anual (i)	12%
Costo inicial P	\$ 720.000
Vida útil (n)	9 años
CAUE_{LED}	\$ 291.273

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar, el CAUE del proyecto de iluminación en base a la tecnología LED, genera un menor valor, y por lo tanto, se presenta como un proyecto favorable para la empresa. Este proyecto de iluminación reduciría considerablemente el consumo energético, provocando una baja en las cuentas de electricidad para la empresa, tanto para el horario normal como para el horario punta de consumo eléctrico en Santiago. El fuerte de este proyecto se basa en la baja considerable de los costos de energía eléctrica por la utilización de la iluminación y en la disminución del costo de mantención debido a la gran vida útil y la durabilidad del sistema de paneles LED.

5.3 Comparación de costos actuales versus los costos generador por la propuesta

Considerando ambos cambios de tecnología dentro de la empresa presentados en los apartados anteriores, se puede determinar cuáles serían los ahorros tanto en costos por consumo de electricidad, como también el ahorro que se generaran por concepto de mano de obra para el caso del cambio de tecnología en maquinarias de producción.

La nueva calandra industrial propuesta para el cambio de tecnología proporcionaría ahorros en el consumo eléctrico, ya que su funcionamiento es en mayor parte a través del uso del gas natural como fuente de energía, además se reduce la mano de obra debido a que la maquina seleccionada dobla la capacidad de producción de la maquina actual, disminuyendo también los costos generados por este ítem. A continuación en la tabla 59 se presenta el ahorro anual por concepto de energía que se tendría con el cambio de tecnología a la calandra propuesta seleccionada.

Tabla 59. Tabla comparativa de costos energéticos calandra actual v/s seleccionada

Costo	Calandra actual	Calandra propuesta	Ahorro
Costo electricidad anual	\$ 5.985.544	\$ 114.643	
Costo gas natural anual	\$ 0	\$ 4.343.640	
Costo total energético anual	\$ 5.985.544	\$ 4.458.283	\$ 1.527.261

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar la calandra propuesta para el cambio de tecnología reduce de manera considerable el gasto generado por concepto de uso de energía durante el año, el ahorro generado seria de casi un 25% anual. Es importante mencionar que aquí se consideran los cobros por potencia máxima durante periodo de horario punta y fuera de punta según los meses que corresponden (los datos para el cálculo fueron obtenidos de la tabla 11 del capítulo 3 de costos tarifarios eléctricos).

A continuación en la tabla 60 se muestran los costos por mano de obra que utilizaría la calandra propuesta, comparándolos con costos de mano de obra de la calandra actual.

Tabla 60. Costos de operación calandra actual y calandra propuesta

Costo	Calandra actual	Calandra propuesta	Ahorro
Costo MO anual	\$ 17.280.000	\$ 8.640.000	\$ 8.640.000

Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia en la tabla 60 la calandra propuesta para el cambio de tecnología reduce sus costos en comparación con la actual en el ítem de mano de obra, ya que su capacidad de

producción dobla a la calandra actual, requiriendo solo la mitad de mano de obra que hoy en día se demanda.

Para el caso del cambio de tecnología de la iluminación de la empresa, solo se considerarán como costos de operación el uso de la energía eléctrica. A continuación se presentan los costos de operación anual del sistema actual de iluminación y el sistema propuesto.

Tabla 61. Costos operación sistema actual de iluminación y sistema propuesto

Costo	Sistema actual tubos	Sistema propuesto LED	Ahorro
Costo electricidad anual	\$ 777.006	\$ 156.145	\$ 620.861

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar de acuerdo a la tabla 61, se reduce considerablemente el costo por utilización de energía eléctrica con la iluminación a través de los paneles LED, el ahorro anual en energía es de 80% aproximadamente, todo esto considerando los cobros durante y fuera del horario punta en los meses correspondientes. Si nos remitimos solo a lo que se facturaría por concepto de horario punta, para el año de estudio habría un ahorro de \$ 137.462 pesos anuales.

A continuación en la tabla 62 se detallan los costos que se tendrían alimentando durante todo el año los 5 kW a través de Chilectra versus los costos que se generarían por el uso de la celda combustible y Chilectra durante el periodo de horario punta (propuesta), además se presentan los ahorros que generaría esta operación para la empresa. Es importante señalar que estos costos son por 5 horas diarias durante todo el año.

Tabla 62. Costos energéticos sistema actual versus propuesta para HP

Costo	Chilectra	Propuesta	Ahorro
Costo electricidad anual	\$ 936.896	\$ 240.951	
Costo gas natural anual	\$ 0	\$ 550.314	
Costo total energético anual	\$ 936.896	\$ 791.265	\$ 145.631

Fuente: Elaboración propia

Además como la celda combustible alimentaría la calandra propuesta durante el periodo de horario punta, se producirá un ahorro por concepto de energía eléctrica de \$42.806 equivalentes a los 6 meses de funcionamiento de la celda, por lo que el ahorro energético de la calandra propuesta aumentaría de \$ 1.527.261 a \$ 1.570.067. A continuación se presenta un cuadro resumen del ahorro energético anual.

Tabla 63. Ahorro total anual por concepto de energía

Ahorro por concepto de energía	Ahorro
Ahorro anual calandra	\$ 1.570.067
Ahorro anual iluminación	\$ 620.861
Ahorro anual celda de combustible (H.P.)	\$ 145.631
Ahorro total energético anual	\$ 2.336.559

Fuente: Elaboración propia

5.4 Resumen de costos

5.4.1 Costos de inversión e instalación

A continuación en la tabla 64 se presentan el resumen de los costos de inversión e instalación para ambos cambios de tecnología y la celda combustible.

Tabla 64. Costos de inversión e instalación equipos propuestos

Equipo	Costo inversión	Costo de instalación
Calandra "Laser Go 16"	\$ 14.840.896	\$ 396.896
Paneles LED	\$ 720.000	\$ 100.000
Celda "Clear Edge 5"	\$ 12.560.000	\$ 913.740

Fuente: Elaboración propia

5.4.2 Costos de mantención

A continuación se presenta el resumen de los costos de mantención para los sistemas propuestos.

Tabla 65. Costos de mantención de equipos propuestos

Equipos	Costo de mantención
Calandra "Laser Go 16"	\$ 150.000
Paneles LED	\$ 50.000
Celda "Clear Edge 5"	\$ 100.000

Fuente: Elaboración propia

5.4.3 Depreciación

A continuación en la tabla 66 se presenta un resumen con las depreciaciones para la celda combustible “Clear Edge 5”, calandra industrial “Laser Go 16” y paneles LED.

Tabla 66. Depreciación equipos

Equipos	Valor	Vida útil (años)	Depreciación anual
Calandra “Laser Go 16”	\$ 14.840.896	10	\$ 1.484.089
Paneles LED	\$ 720.000	9	\$ 80.000
Celda “Clear Edge 5”	\$ 12.560.000	20	\$ 628.000
Total Depreciaciones			\$ 2.192.089

Fuente: Elaboración propia

5.5 Evaluación económica método VAN y TIR

La evaluación del proyecto se realizara a través del descuento de flujo de caja obtenido a través del ahorro que genera la inversión, tanto por consumo de energía eléctrica, como por concepto de mano de obra que se genera por la aumento de la producción del cambio de tecnología.

El objetivo de descontar flujos de cajas futuros proyectados es, entonces determinar si la inversión en estudio rinde mayores beneficios que los usos de alternativa de la misma suma de dinero requerida por el proyecto. (Sapag Chain & Sapag Chain, 2008).

Los principales métodos de evaluación que utilizan el métodos de los flujos de caja descontados son el VAN (valor actual neto) y la TIR (tasa interna de retorno).

Variación porcentual anual del costo de electricidad y gas natural: Desde el año 2009 hasta el 2015 el costo de la energía eléctrica para la tarifa BT 4.3 que es con la que trabaja la empresa en estudio, tuvo un alza del 10 % anual según los registros históricos presentados por la Comisión nacional de energía (CNE) y el distribuidor de electricidad Chilectra (Ministerio de Economía, CNE, 2010). Para realizar la evaluación utilizaremos un aumento del 6 % que fue el aumento que se proyecta para el año 2016 de acuerdo al Ministerio de energía el cual sería el más medurado para el estudio que se desea realizar.

De acuerdo a la información entregada referente a las tarifas históricas de Metrogas, desde el año 2012 al presente, el precio del gas ha sufrido una disminución de un 2,4% (Metrogas,

2014), sin embargo, para términos de este estudio se utilizara un aumento del precio del gas de un 1% anual con el fin de obtener resultados más realistas.

Los costos de mantención y depreciación de los equipos no estarán sometidos a modificación para la evaluación del proyecto. A continuación se presenta una tabla con los costos del proyecto y el ahorro energético, esto valores serán los utilizados para los flujos de caja en la evaluación del proyecto y serán considerados anualmente.

Tabla 67. Valores anuales evaluación económica

Ítem	Valor anual
Costo anual consumo energía eléctrica	\$ 511.739
Costo anual consumo gas natural	\$ 4.893.954
Ahorro energético energía eléctrica	\$ 2.336.559
Ahorro mano de obra	\$ 8.640.000
Costos de mantención	\$ 400.000
Depreciaciones	\$ 2.192.089

Fuente: Elaboración propia

Tabla 68. Flujo de caja del proyecto propuesto

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Consumo Gas Natural		-4.893.954	-4.942.894	-4.992.322	-5.042.246	-5.092.668	-5.143.595	-5.195.031	-5.246.981	-5.299.451
Consumo Electricidad		-511.739	-542.443	-574.990	-609.489	-646.059	-684.822	-725.912	-769.466	-815.634
Ahorro Energético		2.336.559	2.476.753	2.625.358	2.782.879	2.949.852	3.126.843	3.314.454	3.513.321	3.724.120
Ahorro MO		8.640.000	8.899.200	9.166.176	9.441.161	9.724.396	10.016.128	10.316.612	10.626.110	10.944.894
Subtotal		5.570.866	5.890.616	6.224.221	6.572.305	6.935.521	7.314.554	7.710.123	8.122.984	8.553.928
Mantenión de Equipos		-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000
Depreciación		-2.192.089	-2.192.089	-2.192.089	-2.192.089	-2.192.089	-2.192.089	-2.192.089	-2.192.089	-2.192.089
Costo Inversión										
Celda de combustible		-12.560.000								
Calandra		-14.444.000								
LED		-720.000								
Costo Instalación										
Celda de combustible		-913.740								
Calandra		-396.896								
LED		-100.000								
Tributo aduanero		-3.283.184								
Flujo	-32.417.820	2.978.777	3.298.527	3.632.132	3.980.216	4.343.432	4.722.465	5.118.034	5.530.895	5.961.839

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-5.352.445	-5.405.970	-5.460.030	-5.514.630	-5.569.776	-5.625.474	-5.681.729	-5.738.546	-5.795.931	-5.853.891	-5.912.430
-864.572	-916.447	-971.433	-1.029.719	-1.091.503	-1.156.993	-1.226.412	-1.299.997	-1.377.997	-1.460.677	-1.548.317
3.947.567	4.184.421	4.435.487	4.701.616	4.983.713	5.282.735	5.599.700	5.935.682	6.291.822	6.669.332	7.069.492
11.273.240	11.611.438	11.959.781	12.318.574	12.688.131	13.068.775	13.460.838	13.864.664	14.280.604	14.709.022	15.150.292
9.003.790	9.473.442	9.963.804	10.475.841	11.010.565	11.569.044	12.152.397	12.761.802	13.398.498	14.063.786	14.759.037
-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000	-400.000
-2.112.089	-628.000	-628.000	-628.000	-628.000	-628.000	-628.000	-628.000	-628.000	-628.000	-628.000
6.491.701	8.445.442	8.935.804	9.447.841	9.982.565	10.541.044	11.124.397	11.733.802	12.370.498	13.035.786	13.731.037

Fuente: Elaboración propia

Tabla 69. Resultados de la evaluación económica del proyecto

	Valores
VAN	\$ 10.556.646
TIR	16 %
PAYBACK	7,5 Años

Fuente: Elaboración propia

Como podemos apreciar en la tabla 69 el proyecto es rentable desde el punto de vista económico, ya que arroja un VAN sobre 0, pudiendo también aceptar una tasa de descuento de hasta un 16% para que su rentabilidad sea positiva.

Además de ser un proyecto rentable para la empresa de acuerdo a los datos proyectados y resultados obtenidos, también es un proyecto que generaría un ahorro por cobro de demanda máxima durante los meses en donde no existe la demanda por horario punta. Durante los meses de fuera de punta la empresa tuvo un gasto de demanda máxima de horario punta aplicada para meses fuera de punta en promedio de \$ 162.388. Este cobro se realiza los meses fuera de punta, por lo tanto, el gasto anual de la empresa por este ítem corresponde a \$ 974.325.

Ahora bien con la propuesta energética el gasto por demanda máxima se reduciría a un total mensual de \$ 71.612 y \$ 429.672 anual, que corresponde al 43% del costo generado hoy en día en la empresa.

De acuerdo a lo anterior el proyecto no solo genera una buena rentabilidad, sino también proyecta ahorros anuales considerables, para la implementación del proyecto.

5.6 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad se realizara a través del modelo unidimensional, el principio de este modelo define a cada elemento del flujo de caja como el de mas probable ocurrencia, para luego la sensibilización de una variable siempre se hará sobre la evaluación preliminar. (Sapag Chain & Sapag Chain, 2008)

A través de este análisis, se realizaran modificaciones a las variables de estudio más importante del proyecto, para poder visualizar como estas inciden en el VAN del proyecto, y como esto permitirá plantear diferentes escenarios a los cuales se podría verse enfrentado el proyecto.

5.6.1 Sensibilización del precio de la electricidad

Esta es la variable más importante dentro del proyecto, ya que el estudio completo abarca una reducción del costo por concepto de energía eléctrica, y por ende la modificación de esta variable permite establecer cómo responderá el proyecto y que tan sensible es.

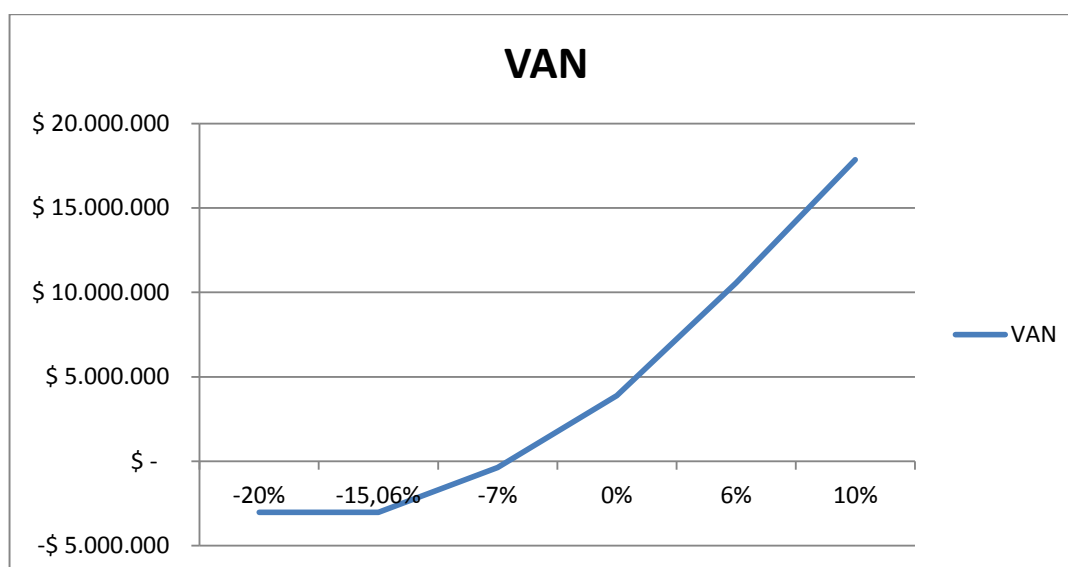
Como se conoce en Chile el costo de la energía eléctrica ha tenido un aumento considerable durante los últimos años y la situación a futuro no se ve diferente, de acuerdo a la crisis energética en la que se encuentra el país. Según la industria se prevé un alza del 15 % al año 2018 (A.G., 2013) cifra que podría disminuir también debido a la instalación de plantas de energía renovables para respaldar la deficiencia energética en el país.

Tabla 70. Análisis sensibilidad de la variación del aumento del precio de la energía eléctrica

Variación porcentual anual	VAN	TIR
-20%	-\$ 4.049.540	10%
-15,06%	-\$ 3.028.396,00	11%
-7%	-\$ 374.190,00	12%
0%	\$ 3.885.104,00	13%
6%	\$ 10.556.646,00	16%
10%	\$ 17.862.584,00	17%

Fuente: Elaboración propia

Grafico 5. Variación rentabilidad v/s variación en el precio de la electricidad



Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia en el grafico 5 cualquier aumento porcentual en la tarifa eléctrica tendrá un impacto positivo en la rentabilidad del proyecto, debido al aumento del ahorro energético que se produce. Como se puede prever para Chile el costo energético durante los próximos años siempre ira en alza, debido a la crisis energética y la poca generación de proyectos que inyecten energía al sistema interconectado nacional, por lo tanto, el sistema propuesto de generación eléctrica siempre será beneficioso, ya que los ahorros energéticos generados siempre irán en alza respecto también al aumento del precio de la electricidad.

Es importante también mencionar que si existe una variación porcentual del -15.06% en el precio de la electricidad el proyecto comenzaría a no ser rentable para la empresa, escenario que no sería factible de aquí a 20 años debido a la crisis energética y el inminente aumento del precio de la electricidad.

5.6.2 Sensibilización del precio del gas

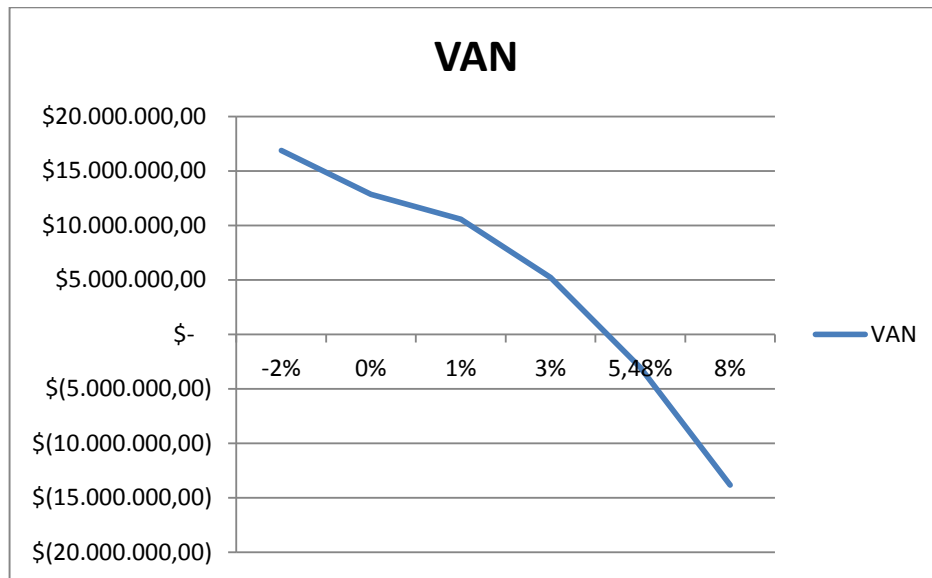
Dado que el proyecto propuesto funciona en su mayoría a base de gas natural, será importante analizar qué sucedería si es que el precio de este, aumentara o disminuyera más de lo estimado. A continuación se presenta en la tabla 71 los cambios que se producirían en la rentabilidad del proyecto cuando varía el precio del gas, manteniendo las demás variables constantes.

Tabla 71. Variación del precio del gas

Variación porcentual anual		VAN	TIR
-2%	\$	16.881.898	17%
0%	\$	12.864.281	16%
1%	\$	10.556.646	16%
3%	\$	5.223.385	14%
5,48%	-\$	3.023.246	11%
8%	-\$	13.812.161	3%

Fuente: Elaboración propia

Grafico 6. Variación rentabilidad v/s variación precio del gas



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en el grafico 6, un aumento anual sobre el 5,48% implicaría que el proyecto no sería rentable económicamente. Sin embargo, se estima que el precio del gas natural disminuirá en los próximos 5 años, llegando una rebaja del 17,3% en la cuenta final de gas natural para clientes residenciales, 30.8% en el cargo variable para clientes industriales y 33% de rebaja en el combustible para centrales de generación eléctrica (Pizarro, 2013).

Capítulo 6: Conclusiones

Las empresas distribuidoras eléctricas realizan un cobro diferenciado de acuerdo a la opción tarifaria que elige cada cliente, de acuerdo a esto la tarifa va depender si el suministro es de alta o baja tensión y también la potencia requerida por el cliente de acuerdo a sus consumos máximos. Es por esto que es importante que cada cliente analice de forma minuciosa la opción que optimice de mejor manera el uso del suministro eléctrico, para así no tener impactos tan negativos en los costos generados, sobre todo cuando la empresa tiene altos consumos de energía eléctrica debido a sus operaciones.

El cobro diferenciado por potencia máxima durante horario punta aplicado por las empresas distribuidoras, genera altos costos para los clientes finales, sobre todo cuando no se puede disminuir el consumo eléctrico en estos horarios debido a la alta producción de algunas empresas. Además, estos costos persisten durante todo el año incidiendo en forma negativa en los flujos de cada empresa en Santiago de Chile.

Debido al aumento de la tarifa durante los horarios punta, las empresas con altos consumos eléctricos deberían estudiar alternativas de generación eléctrica e implementación de nuevas tecnologías que les permitan reducir los costos durante estos horarios, con el fin de mejorar sus rendimientos durante todo el año de producción. La tarifa eléctrica se proyecta con alzas aún mayores durante los próximos 20 años, debido a la crisis energética que se proyecta para el país.

Dada las distintas alternativas de generación energética a través de fuentes de energía limpias y renovables presentes en el mercado, no todas son factibles para la empresa en la que se enfocó el presente estudio. De los puntos críticos en los que se basó el descarte de las alternativas, está la alta potencia eléctrica (kW) requerida por los equipos industriales utilizados y también las condiciones físicas y de espacio para la instalación. Para el caso de la energía eólica, esta fuente de energía requiere de condiciones específicas de ubicación y espacio. Para su instalación existe un requisito mínimo de estar alejado al menos 1 km del núcleo urbano, y condiciones geográficas específicas, condiciones que no se cumplen de ninguna manera dado que la empresa está ubicada en una zona totalmente urbanizada. En el caso de la energía solar fotovoltaica esta fuente de energía está desarrollada a nivel urbano, para alimentar equipos de bajo consumo eléctrico como equipos de iluminación y equipos monofásicos, es por esto que no sería estable para alimentar los equipos industriales de la empresa sobre todo en horarios de alta demanda y producción.

Dado que existen otras alternativas de generación de electricidad a base de energías limpias y que este era uno de los objetivos del presente estudio, se analizó la posibilidad de equipar la empresa con una celda de combustible, puesto que estas son muy atractivas para usos industriales debido a su alta eficiencia e idealmente por ser prácticamente motores emisión cero, en comparación con los generadores actuales, que producen gases contaminantes, determinando así que sería la opción más factible de acuerdo a los requerimientos explicitados para la empresa.

La celda de combustible elegida fue la "Clear Edge 5", principalmente porque esta satisfacía las dimensiones y factibilidad del suministro de combustible que el inmueble de la empresa permitía, además de proveer de una potencia eléctrica de 5 kW, capaz de alimentar los procesos productivos durante el horario punta de consumo eléctrico.

También se realizó un análisis del consumo eléctrico de cada máquina dentro de la empresa y se determinó que existía un alto consumo en la calandra, la cual representa un consumo de casi el 60% de la potencia demandada durante el horario punta de toda la empresa, debido a esto, se estudió un remplazo de tecnología a una nueva máquina, se determinó que la calandra más adecuada era la calandra a gas natural dado la poca variación presentada por el precio del gas natural.

Se concluyó que la calandra "Chicago Laser Go 16", posee las mejores condiciones para ser elegida en una futura puesta en marcha, es decir, el inmueble cumple con todos los requisitos que exige una instalación de este tipo, es decir, posee una conexión de gas natural con la empresa Metrogas y tiene el espacio disponible para la liberación de los gases producidos por la combustión de la calandra. La mayor ventaja que ofrece la calandra "Chicago Laser Go 16" es su eficiencia para mantener el calor producido y su gran capacidad de producción. Con este cambio de tecnología se logró una disminución de casi un 100% de la potencia demandada por la maquina antigua, ya que la calandra seleccionada prácticamente no requiere de energía eléctrica para funcionar.

En función del objetivo principal de este estudio, que es la reducción de los costos por consumo eléctrico, también se concluyó que el cambio de la tecnología de iluminación, de una tecnología convencional a una tecnología como la iluminación LED, brindaría beneficios totalmente positivos.

La tecnología de iluminación LED dentro de la empresa Lavandería V&C produciría una disminución de aproximadamente un 80% anual del consumo eléctrico generado por la red de iluminación de la empresa.

Para el caso de la implementación de la celda combustible, esta reduce el consumo eléctrico en aproximadamente un 60 % pasando de una potencia demandada durante el horario punta normal de 12,54 kW a un consumo de potencia demandada de 4,9 kW, incluyendo el cambio de tecnología de iluminación.

El ahorro energético anual generado con todos los cambios propuestos para la empresa, se estimaron en un valor de \$ 2.336.559.

Finalmente los resultado de la evaluación económica indican que el proyecto es económicamente rentable puesto que arroja un VAN de \$ 10.556.646, con una TIR de un 16% y un Payback de 7,5 años.

Bibliografía

- A.G., E. (2013). *Electricas*. Recuperado el 2015, de www.electricas.cl
- Archiexperto. (2009). *Ambria STD*. Obtenido de http://img.archiexpo.es/images_ae/photo-g/tabla-planchar-uso-profesional-29-1648821.jpg
- Ballard Fuel Cell. (2010). *Ballard Fuel Cell*. Obtenido de <http://www.ballard.com/power-products/fuel-cell-stack/fcgen-1020ACS.aspx>
- Ballard Fuel Cell. (2010). *Ballard Fuel Cell*. Obtenido de <http://www.ballard.com/power-products/fuel-cell-stack/fc-velocity-9ssl.aspx>
- Banco central de Chile . (2015). *Base de datos estadisticos BC*. Recuperado el 2015, de <http://si3.bcentral.cl/Boletin/secure/boletin.aspx?idCanasta=1MRMW2951>
- Doosan Fuel Cell America. (2008). *Doosan Fuel Cell America*. Obtenido de <http://www.doosanfuelcell.com/en/solutions/system.do>
- Dossan Fuel Cell America. (2008). *Dossan Fuel Cell*. Obtenido de <http://www.doosanfuelcell.com/en/solutions/what.do>
- Easy. (2014). *Easy Termo Industrial*. Obtenido de http://www.easy.cl/EASYFO_IMGS/img/productos/mediana/695565.jpg
- EG&G Technical Services Inc. (2004). *Fuel Cell Handbook 7th Edition*. En E. T. Inc, *Fuel Cell Handbook* (págs. 1-32). Charlottesville: West Virginia.
- Fast Company. (2009). *Image Clear Edge 5*. Obtenido de <http://images.fastcompany.com/upload/ClearEdge5.jpg>
- Humboldt State University. (2009). *Humboldt State University*. Obtenido de <http://www.humboldt.edu/>
- Led Shop. (2013). *Led Shop*. Obtenido de http://www.ledshop.cl/wp-content/uploads/wpsc/product_images/panel%20led%20slim%2030x120.jpg
- Mercantil. (2010). Obtenido de http://www.mercantil.com/rc/port_select_companies.asp?acti_code=4187&code2=0&onlyweb=&sort=&branch=yes&filter=&location2=SANTIAGO&location=&location3=METROPOLITAN A&keywords=&lang=esp&social=
- Metrogas. (2014). *Sitio web Metrogas*. Obtenido de http://www.metrogas.cl/tarifas_y_pagos/
- Ministerio de Economía, CNE. (2010). *Politica tarifaria electrica en Chile*. Santiago.

- Ministerio de Energía. (2015). *minenergia*. Recuperado el agosto de 2015, de http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/electricidad.html
- Mundo Científico. (2002). Pilas de combustible. *Mundo Científico*, 66.
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2010). *Office of Energy Efficiency & Renewable Energy*. Recuperado el 2014, de <http://energy.gov/eere/fuelcells/distributedstationary-fuel-cell-systems>
- Pizarro, A. (2013). *Estimacion del precio de GNL a largo plazo*. Obtenido de <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno13/precioGNL/Informe%20GNL%20mercados%20electricos%20%281%29.html>
- Romero, P. G. (2002). *Cienciateca*. Recuperado el 2014, de <http://www.cienciateca.com/grovefcs.jpg>
- Sapag Chain, R., & Sapag Chain, N. (2008). Preparacion y Evaluacion de Proyectos. En N. Sapag Chain , & R. Sapag Chain, *Preparacion y Evaluacion de Proyectos*. colombia: McGrawn-Hill.
- Servicio Nacional de Aduanas de Chile. (2007). *Preguntas Frecuentes*. Obtenido de ¿Qué tributos deben pagar las importaciones?: <https://www.aduana.cl/importaciones-de-productos/aduana/2007-02-28/161116.html>
- Triplenlace. (2013). *Triplenlace*. Recuperado el 2014, de <https://tripenlace.wordpress.com/>
- U.S. Energy Information Administration. (2010). Obtenido de <http://www.eia.gov/>
- U.S. Environmental Protection Agency. (2010). *EPA Gov*. Recuperado el 2014, de <http://www.epa.gov/region6/6sf/revitalization/fuel-cell-feasibility-study.pdf>
- Wesoff, E. (Diciembre de 2012). *Green Tech Media*. Obtenido de <http://www.greentechmedia.com/articles/read/ClearEdge-Buys-UTC-Powers-Fuel-Cell-Business>
- Wikipedia. (2014). *Wikipedia*. Obtenido de PEM: https://es.wikipedia.org/wiki/Pila_de_combustible#/media/File:PEM.jpg
- Wikipedia. (2014). *Wikipedia*. Obtenido de AFC: https://es.wikipedia.org/wiki/Pila_de_combustible#/media/File:AFC.jpg
- Wikipedia. (2014). *Wikipedia*. Obtenido de PAFC: https://es.wikipedia.org/wiki/Pila_de_combustible#/media/File:PAFC.atc.jpg
- Wikipedia. (2014). *Wikipedia*. Obtenido de MCFC: https://es.wikipedia.org/wiki/Pila_de_combustible#/media/File:MCFC.atc.jpg

Wikipedia. (2014). *Wikipedia*. Obtenido de SOFC:

https://es.wikipedia.org/wiki/Pila_de_combustible#/media/File:SOFC.atc.jpg

Wikipedia. (junio de 2015). *Wikipedia*. Obtenido de <https://es.wikipedia.org/wiki/Lumen>

Anexos

Anexo 1. Decreto N° 632 Diario Oficial 2 de abril de 2013

N° 48.523

DIARIO OFICIAL DE LA REPUBLICA DE CHILE
Martes 2 de Abril de 2013

Cuerpo I - 5

tración General del Ministerio de Minería, para que a contar de esta fecha asuma la función de Secretario Ejecutivo de la Secretaría Ejecutiva de la Sección Chilena de la Comisión Administradora sobre Integración y Complementación Minera suscrito entre las Repúblicas de Chile y Argentina y al señor Ricardo Rodríguez Orellana, cédula nacional de identidad número 13.473.026-9, profesional de la Comisión Chilena del Cobre, en comisión de servicio en la Secretaría y Administración General del Ministerio de Minería, para que a contar de esta fecha asuma la función de Secretario Ejecutivo Subrogante de la Secretaría Ejecutiva de la Sección Chilena de la Comisión Administradora sobre Integración y Complementación Minera suscrito entre las Repúblicas de Chile y Argentina.

Tercero: Los funcionarios individualizados en el artículo anterior, por razones de buen funcionamiento de la Secretaría Ejecutiva antes referida, asumirán sus funciones en la fecha indicada precedentemente, sin esperar la total tramitación del presente decreto.

Anótese, tomese razón, comuníquese y publíquese. - ANDRES CHADWICK PINERA, Vicepresidente de la República. - Hernán de Solimihac Tampier, Ministro de Minería. - Alfredo Moreno Charma, Ministro de Relaciones Exteriores.

Lo que transcribo a usted para su conocimiento. - Saludó atentamente a usted, Francisco Orrego Banzo, Subsecretario de Minería.

Ministerio de Energía

FIJA FÓRMULAS TARIFARIAS APLICABLES A LOS SUMINISTROS SUJETOS A PRECIOS REGULADOS QUE SE SEÑALAN, EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN QUE INDICA

- Núm. 11.- Santiago, 5 de noviembre de 2012.- Vistos:
- Lo dispuesto en la ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales;
 - Lo dispuesto en los artículos 147°, 151°, 155°, 182°, 192° y siguientes del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica, en adelante e indistintamente, la "Ley";
 - Lo dispuesto en los artículos 294° y siguientes del Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos;
 - Lo informado por la Comisión Nacional de Energía a través de sus oficios CNE.OF.ORD.N° 411 y 415, de fechas 31 de octubre de 2012 y 5 de noviembre de 2012, respectivamente, que incluyen el Informe Técnico "Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución. Cuadrienio noviembre de 2012 - noviembre de 2016"; y
 - Lo establecido en la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 190° de la Ley, el Ministerio de Energía debe fijar las fórmulas tarifarias para las concesionarias de servicio público de distribución, mediante Decreto expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 151° de la misma Ley.

2. Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 187° de la Ley, las fórmulas tarifarias que se fijan en el Decreto aludido en el considerando precedente, tendrán un período de validez de cuatro años, el que, en conformidad al Decreto tarifario actualmente vigente, corresponde al período noviembre de 2012 a noviembre de 2016.

3. Que, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, con fechas 31 de octubre de 2012 y 5 de noviembre de 2012, remitió al Ministerio de Energía el Informe Técnico "Fijación de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución. Cuadrienio noviembre de 2012 - noviembre de 2016", el que da cuenta de los resultados del proceso de fijación de fórmulas tarifarias para empresas concesionarias de servicio público de distribución desarrollado durante el año 2012, cumpliéndose de esta forma todas las disposiciones legales y reglamentarias para la fijación de las tarifas indicadas.

Decreto:

Artículo primero: Fíjense a continuación las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros de precio regulado que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican.

I. EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN

I.1 Nómina de empresas concesionarias de distribución

Empresa	Sigla	Región administrativa
EMPRESA ELÉCTRICA DE AEREA S.A.	Emas	SV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	IV
EMPRESA ELÉCTRICA DE ANDES ARGENTINA S.A.	Emas	R
EMPRESA ELÉCTRICA DE ARGENTINA S.A.	Emas	RI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	V
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	VI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	VII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	VIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	IX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	X
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XXXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XL
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XLI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XLII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XLIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XLIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XLV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XLVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XLVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XLVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	XLIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L I
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L II
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L III
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L IV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L V
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L VI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L VII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L VIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L IX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L X
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XXXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XL
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L L
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XL
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L L
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XL
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L L
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XL
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L XLIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L L
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LVIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXIX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXX
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXIV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXV
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVI
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUELOS S.A.	Emas	L LXXVIII
EMPRESA ELÉCTRICA DE BUE		

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante "la(s) empresa(s)", estarán obligadas a aceptar la opción que los clientes elijan. Salvo acuerdo con las empresas, la opción tarifaria contratada por el cliente regirá por 12 meses.

Sin perjuicio de lo anterior, cada empresa podrá ofrecer opciones tarifarias adicionales, en adelante tarifas flexibles reguladas (TFR), bajo las condiciones siguientes:

- Las características y condiciones de aplicación de las TFR deberán estar permanentemente publicadas tanto en oficinas comerciales como en el sitio de dominio electrónico de la empresa, sin que esas características o condiciones puedan significar discriminación alguna, sin perjuicio de la diferenciación por perfiles de consumos asociados a comportamientos horarios que pudiesen realizarse, debiendo dichas TFR estar disponibles para cualquier cliente que, cumpliendo las exigencias técnicas que para cada caso se establezcan, las solicite y acepte someterse a las limitaciones y condiciones de aplicación de las mismas.
- Cada 12 meses de vigencia de la TFR, la empresa deberá verificar e informar a cada cliente que se encuentre acogido a una TFR, en la boleta o factura siguiente o bien mediante comunicación independiente que deberá entregar junto a dicha boleta o factura, la comparación entre la facturación de los últimos 12 meses con la TFR y la que el cliente hubiese percibido con la opción tarifaria de referencia, para el mismo consumo. Si se verificare que la facturación con TFR es superior a la de la opción tarifaria de referencia, a partir del mes siguiente la empresa deberá facturar los consumos del cliente con la opción tarifaria de referencia, a menos que expresamente este último le señale lo contrario. Por opción tarifaria de referencia se entenderá la tarifa que tenía el cliente al momento de optar a una TFR, cuando se trate de un cliente preexistente, o bien, a la opción tarifaria de las indicadas en el numeral 3 siguiente que signifique la menor facturación posible durante el año inmediatamente anterior, cuando se trate de un cliente que fue inicialmente incorporado como tal con una opción TFR. Para la determinación de la menor facturación posible, deberá considerarse la tecnología de medición de la TFR contratada y utilizarse los registros de consumo medidos bajo la opción TFR.
- En cualquier momento el cliente podrá elegir una nueva tarifa, ya sea TFR o de aquellas establecidas en el numeral 3 siguiente. Con excepción de los pagos remanentes por concepto de potencia que el cliente hubiese pactado con la empresa, el término de un acuerdo o convenio de TFR no deberá significar ningún tipo de costo o aporte de responsabilidad del cliente, ni podrá imponerse a este último una formalidad o condición para dicho término que sea más gravoso que las formalidades o condiciones que se le exigieron al momento de la elección de la TFR a la que está dando término.

2.3 Clientes en alta tensión y baja tensión

Son clientes en alta tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es superior a 400 volts.

Son clientes en baja tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es igual o inferior a 400 volts.

3 OPCIONES TARIFARIAS

Los clientes podrán elegir libremente una de las siguientes opciones tarifarias, con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

3.1 Tarifa BT1

Opción de tarifa simple en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía.

Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW y aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Se considerarán los siguientes casos:

Caso a:

- 1) Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que se han definido horas de punta; y

- 2) Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica en el numeral 5.3 del presente artículo, sea igual o inferior a dos coma cinco.

Caso b:

Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se han definido horas de punta, y cuyo Factor de Clasificación, calculado según se indica en el numeral 5.3 del presente artículo, sea superior a dos coma cinco.

3.2 Tarifa BT2

Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada, para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.3 Tarifa BT3

Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

3.4 Tarifa BT4

Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

BT4.1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

BT4.2: Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.

BT4.3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.5 Tarifa AT2

Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada, para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de la vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.6 Tarifa AT3

Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

3.7 Tarifa AT4

Opción de tarifa horaria en alta tensión, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

AT4.1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

AT4.2: Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.

AT4.3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

4. CARGOS TARIFARIOS

4.1 Tarifa BT1

4.1.1 Caso a

La tarifa BT1a comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía base
- Cargo por energía adicional de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía base se obtendrá multiplicando los kWh de consumo base por su precio unitario. El consumo base se determinará mensualmente según se señala a continuación:

- En los meses en que se han definido horas de punta, y en el caso de que al cliente se le aplique el cargo por energía adicional de invierno, el consumo base será igual al límite de invierno. En caso contrario, su valor corresponderá a la totalidad de la energía consumida.
- En los meses en que no se hayan definido horas de punta, el consumo base será igual a la totalidad de la energía consumida.

El cargo por energía adicional de invierno se determinará mensualmente en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo adicional de invierno por su precio unitario. El consumo adicional de

invierno sólo se aplicará en caso que el consumo del cliente exceda los 430 kWh/mes, correspondiendo su valor a la energía consumida en exceso de su límite de invierno.

El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: 350 kWh, con el promedio mensual de la energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Para aquellos clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de 350 kWh/mes en el período faltante hasta la fecha de energización del medidor.

El cargo por energía adicional de invierno no se aplicará en el caso de las empresas abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, facturándose la totalidad de la energía consumida al precio unitario de la energía base.

En la empresa Luz Andes no registrará el límite de 350 kWh/mes para la aplicación del cargo por energía adicional de invierno y el límite de invierno se calculará como el promedio mensual de energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Sin perjuicio de lo anterior, registrará la disposición relativa a los clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses.

4.1.2 Caso b

La tarifa BT1b comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía
- Cargo por potencia base
- Cargo por potencia de invierno

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se aplicará en todos los meses del año y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia base se aplicará en todos los meses del año, incluso si el consumo del mes respectivo es nulo, y se obtendrá multiplicando el mayor de los consumos de energía de los meses de enero y febrero inmediatamente anteriores por su precio unitario.

El cargo por potencia de invierno se aplicará sólo en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando el consumo de energía del mes respectivo por su precio unitario.

4.2 Tarifa BT2

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía
- Cargo por potencia contratada

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

El cargo por potencia contratada se obtendrá multiplicando los kW contratados por su precio unitario, de acuerdo a lo establecido en el punto 5.4.

4.3 Tarifa BT3

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo por energía
- Cargo por demanda máxima leída

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima leída del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

- Cargo por demanda máxima leída determinada de acuerdo al procedimiento siguiente:

Se considera como demanda máxima leída de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. El cargo por demanda máxima leída resulta de multiplicar la demanda máxima leída de facturación por el precio unitario correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el punto 5.4.
- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima leída registrado en los últimos 12 meses.

4.4 Tarifa BT4

4.4.1 Tarifa BT4.1

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo mensual por energía
- Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta
- Cargo mensual por demanda máxima contratada

4.4.2 Tarifa BT4.2

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo mensual por energía
- Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- Cargo mensual por demanda máxima contratada

4.4.3 Tarifa BT4.3

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

- Cargo fijo mensual
- Cargo único por uso del sistema troncal
- Cargo mensual por energía
- Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta
- Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.

El cargo único por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

El cargo mensual por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Los cargos mensuales por demanda máxima contratada en horas de punta y por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.1, así como el cargo mensual por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.2, se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo. Ellos se obtendrán multiplicando los kW de potencia contratada por el precio unitario correspondiente.

Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.2 y BT4.3 se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente, excepto en las empresas abastecidas por el Sistema Interconectado del Norte Grande en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará, al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, el precio unitario correspondiente.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada de la tarifa BT4.3 se facturará aplicando, al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, el precio unitario correspondiente.

4.5 Tarifas de alta tensión

En alta tensión las tarifas AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3, comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3, respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

4.6 Recargos tarifarios

4.6.1 Recargo por consumo reactivo

Las empresas concesionarias aplicarán mensualmente un cargo determinado en función de la relación de consumo activo y reactivo en el punto de suministro de los clientes, conforme el monto y condiciones de aplicación que se establecen en el Decreto de precios de nudo vigente al momento de la aplicación.

4.6.2. Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes de alta tensión

Los consumos correspondientes a clientes de alta tensión podrán ser medidos tanto en alta como en baja tensión. En este último caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 3,5%, tanto en los cargos de energía como de potencia.

4.7 Descuentos

Aquellos clientes cuyos suministros se efectúen en voltajes de 44 ó 66 KV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión igual a 7%. Aquellos cuyo voltaje de suministro sea 110 KV tendrán una rebaja de las tarifas aplicables en alta tensión de 9%.

5. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

5.1 Condiciones generales de aplicación de las tarifas

A continuación se presentan las condiciones generales de aplicación de las tarifas, las que se consideran válidas sin perjuicio de las disposiciones que sobre estas materias se encuentran establecidas en el Decreto N° 327 de 1997, del Ministerio de Minería, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente el "Decreto N° 327" o el "Reglamento de la Ley".

Cuando la facturación está formada por fracciones de dos meses calendario, se debe estimar el consumo de energía del mes calendario en función de los avos correspondientes. Asimismo, para la determinación de la demanda máxima leída a facturar, se considerará como correspondiente a un mes calendario la demanda imputada en la factura que tenga un mayor número de días perteneciente a dicho mes.

Los montos de potencia contratada en las diferentes tarifas, como asimismo las opciones tarifarias contratadas por los clientes, registrarán por 12 meses, y se entenderán renovados por un periodo similar, salvo aviso del cliente con al menos 30 días de anticipación al vencimiento de dicho periodo. No obstante, el cliente podrá disminuir dichos montos o bien cambiar de opción tarifaria, comprometiéndose con la empresa el pago del remanente que tuviere por concepto de potencia contratada, de modo similar se procederá con las demandas máximas leídas de las diferentes opciones tarifarias.

La concesionaria de servicio público de distribución deberá informar a sus clientes, con no menos de tres meses de anticipación, el término de vigencia de la tarifa elegida por ellos. Para tal efecto, deberá incluir en las boletas o facturas correspondientes a los tres últimos meses del periodo en que rija la tarifa, un aviso indicando la fecha de término de este periodo, la opción tarifaria vigente y la fecha límite para que el cliente comunique a la empresa las modificaciones que desee efectuar a su contrato de suministro.

En caso que la opción tarifaria vigente incluya alguna forma de potencia contratada, la información señalada incluirá, además, el monto de las potencias contratadas.

Todos los equipos de medida y otros dispositivos de control serán de cargo del cliente, o bien, provistos por éste. La empresa podrá rechazar los equipos y dispositivos que a su juicio no cuenten con el grado de confiabilidad requerido. En este caso, el cliente podrá apelar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante "Superintendencia", la que resolverá oyendo a las partes.

5.2 Definición de horas de punta

La definición de horas de punta de cada empresa o sector de distribución dependerá del sistema eléctrico del cual sean abastecidos, quedando éstas establecidas en el Decreto de precios de nudo que se fije semestralmente.

5.3 Condiciones de clasificación de clientes para las tarifas BT1a y BT1b

Las empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción (BT1) se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta, deberán efectuar en el mes de marzo de cada año la clasificación de los clientes que reúnen los requisitos para optar a las opciones tarifarias BT1a y BT1b. Esta clasificación se efectuará determinando para cada cliente un Factor de Clasificación que relaciona los consumos de energía promedio de los meses de enero y febrero del año en curso, con los consumos promedios de los diez meses inmediatamente anteriores. Este factor se calculará mediante la siguiente expresión:

$$F_{\text{clasificación}} = \frac{\text{Promedio (Enero - Febrero)}_{\text{Año Actual}}}{\text{Promedio (Marzo - Diciembre)}_{\text{Año Anterior}}}$$

Donde:

Año Actual : Año en que se realiza la clasificación de los clientes;

Año Anterior : Año inmediatamente anterior al que se realiza la clasificación.

Si el Factor de Clasificación resulta igual o inferior a dos coma cinco, el cliente estará afecto a la opción tarifaria BT1a. En caso contrario, el cliente estará sujeto a la opción tarifaria BT1b.

Para efectos de la clasificación, se utilizarán los meses en que efectivamente existan registros de consumo, siendo el consumo cero efectivamente leído, un registro válido en dicha clasificación.

La clasificación será anual y permanecerá vigente por periodos de 12 meses, no pudiendo el cliente modificar la opción tarifaria en la cual fue clasificado.

Todo nuevo cliente que reúna los requisitos para optar a la tarifa BT1, podrá elegir libremente la opción tarifaria (BT1a o BT1b) hasta que se efectúe su clasificación en el mes de marzo inmediatamente siguiente. En el caso en que a esa fecha no se cuente con al menos 12 meses de historia desde que ingresó como cliente, éste

mantendrá su clasificación hasta que se cuente con 12 meses de historia como cliente, oportunidad en que será clasificado utilizando para el cálculo del Factor de Clasificación los meses disponibles con independencia del año de facturación.

5.4 Precios a aplicar para la potencia contratada y la demanda máxima leída

Las tarifas BT2 y AT2 de potencia contratada, como asimismo las tarifas BT3 y AT3 de demanda máxima leída, serán aplicadas, en lo que se refiere al cargo por potencia, según el grado de utilización de la potencia en horas de punta, de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como "presente en punta" y se le aplicará el precio unitario correspondiente.

Se entenderá que la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media del cliente en horas de punta y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es mayor o igual a 0,5. Por demanda media en horas de punta se entenderá al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas de punta.

- b) Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como "parcialmente presente en punta", y se le aplicará el precio unitario correspondiente.

Se entenderá que la potencia contratada o demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta, cuando el cociente entre la demanda media del cliente en dichas horas y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, es inferior a 0,5.

No obstante lo anterior, si en periodos de 60 minutos consecutivos en las horas de punta, el cociente entre la potencia media utilizada por el cliente y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, supera 0,85 y este hecho se produce frecuentemente, el consumo será calificado como "presente en punta". Se entenderá como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

La empresa calificará al consumo del cliente como "presente en punta" o "parcialmente presente en punta". Cuando la empresa califique al consumo del cliente como "presente en punta" deberá informarle por escrito las razones que tuvo para ello. No obstante, y aun cuando exista acuerdo escrito, el cliente siempre podrá reclamar ante la Superintendencia, aportando antecedentes y medidas de consumo en horas de punta efectuadas directamente y en conjunto con la empresa, o por un organismo autorizado por la Superintendencia contratado por el cliente, durante al menos 30 días seguidos del periodo de punta. La Superintendencia oyendo a las partes, resolverá fundadamente sobre la materia. En caso que la resolución sea favorable al cliente el costo de las mediciones será de cargo de la empresa quien, en este mismo caso, no podrá recalificar el consumo del cliente, salvo autorización expresa de la Superintendencia, una vez aportados los antecedentes que respalden dicha recalificación.

5.5 Determinación de la potencia contratada

En las opciones tarifarias que incluyen cargo por potencia contratada, la magnitud de ésta será establecida por el cliente. En este caso la empresa distribuidora podrá exigir la instalación de un limitador de potencia que cumpla con las normas técnicas vigentes, el que será de cargo del cliente.

Alternativamente, y con la excepción de la contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.1 y AT4.1, la potencia contratada se podrá establecer mediante la medición de la demanda máxima con instrumentos apropiados calificados por la Superintendencia, cuando la empresa lo estime conveniente. El costo de la medición será de cargo de la empresa. Cuando la potencia contratada no sea establecida por el cliente y no se mida la demanda máxima, la potencia contratada se determinará como sigue:

A la potencia conectada en el alumbrado se sumará la demanda del resto de la carga conectada, estimada de acuerdo con la siguiente tabla:

Número de motores o artefactos conectados	Demanda máxima estimada en % de la carga conectada
1	100
2	90
3	80
4	70
5 o más	60

Cada aparato de calefacción se considerará como motor para los efectos de aplicar esta tabla. Los valores de la demanda máxima que resulten de aplicar esta tabla deberán modificarse, si es necesario, en forma que la demanda máxima estimada no sea en ningún caso menor que la potencia del motor o artefacto más grande, o que el 90% de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes, o que el 80% de la potencia sumada de los tres motores o artefactos más grandes.

Se entenderá como carga conectada en motores y artefactos la potencia nominal de placa.

En las opciones tarifarias horarias BT4.1 y AT4.1, la empresa podrá exigir que el cliente instale un reloj que asegure que el monto de potencia contratada en horas de punta no sea sobrepasado en dichas horas.

En el caso de que la potencia contratada no sea establecida por el cliente, no será de cargo de éste el limitador de potencia, en la eventualidad que la empresa concesionaria lo exija.

5.6 Condición de aplicación de las tarifas subterráneas

5.6.1 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto

Se aplicará a los clientes ubicados en áreas típicas 1, 2 y 3, que a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto se encontraban abastecidos total o parcialmente por tendidos subterráneos, dependiendo de las siguientes condiciones:

a) Condición de clasificación para clientes de alta tensión de distribución

El cliente en alta tensión de distribución será clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

1. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado en forma subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, en virtud de una disposición municipal.
2. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, a aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
3. El alimentador de alta tensión de distribución que lo abastece se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

Si ninguna de estas tres condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

b) Condición de clasificación para clientes de baja tensión

Condición AT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de alta tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

1. El transformador de distribución asociado al cliente se encuentra abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que, en virtud de una disposición municipal, se encuentra canalizado subterráneamente en el punto de conexión con el referido transformador de distribución.

2. El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente, en virtud de una disposición municipal, en más de un 50% de su longitud en la comuna. Para la contabilización de este porcentaje se considerará, adicionalmente a los tramos que debieron canalizarse subterráneamente en virtud de la referida disposición municipal, a aquellos tramos que a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se encontraban canalizados en forma subterránea dentro de los límites comunales.
3. El transformador de distribución asociado al cliente está siendo abastecido desde un alimentador de alta tensión de distribución que se encuentra canalizado subterráneamente en más de un 50% de su longitud total.

Si ninguna de estas tres condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de alta tensión aéreas.

Condición BT:

El cliente en baja tensión será clasificado como alimentado por redes de baja tensión subterráneas si a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto se cumple alguna de las siguientes condiciones:

1. El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo; la red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además esta red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente, todo lo anterior, en virtud de una disposición municipal.
2. El transformador de distribución asociado al cliente es subterráneo; la red de distribución de baja tensión que abastece al cliente es subterránea en el punto de conexión con el empalme del cliente, estando además esta red completamente canalizada en forma subterránea en el frontis de la propiedad del cliente.

Si ninguna de estas dos condiciones se cumple, el cliente será clasificado como alimentado por redes de baja tensión aéreas.

Se entenderá para los efectos señalados, que el transformador de distribución asociado al cliente es el que se encuentra más próximo a su punto de suministro considerando la distancia medida a través de la red de baja tensión.

Se considerarán tres casos de aplicación de la tarifa subterránea según la clasificación del cliente BT:

- Caso 1: Red de Baja Tensión Aérea y Red de Alta Tensión Subterránea.
- Caso 2: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Aérea.
- Caso 3: Red de Baja Tensión Subterránea y Red de Alta Tensión Subterránea.

A los nuevos clientes que con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto, se conecten a las redes que alimentan a los clientes que cumplen las condiciones a) y b) señaladas en el presente punto 5.6.1, y que a su vez cumplan las condiciones de suministro descritas en este punto, se les aplicará la tarifa que corresponda de acuerdo a las mismas condiciones anteriores.

5.6.2 Condición de aplicación para clientes con suministro subterráneo provisto por nuevos desarrollos

Se aplicará a los clientes con suministro subterráneo conforme a las condiciones físicas de suministro establecidas en el punto 5.6.1 precedente, que adquirieran la condición de tales en virtud del desarrollo de redes subterráneas habilitadas con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de este Decreto, por efecto de disposiciones municipales o de nuevos desarrollos inmobiliarios, independientemente del Área Típica en que los clientes se ubiquen.

La tarifa para estos clientes se estructurará de la misma forma que para el resto de los clientes conforme a las condiciones de clasificación definidas en el punto 5.6.1.

Con treinta días de anticipación a la aplicación de las tarifas asociadas a los nuevos desarrollos, los concesionarios deberán enviar a la Superintendencia el listado de las obras ejecutadas, una copia de la disposición municipal que les dio origen cuando corresponda, y la nómina de los clientes a los que se les aplicará la tarifa.

La Superintendencia, mediante resolución, establecerá el formato a que deberán ceñirse los concesionarios para registrar los antecedentes de que da cuenta este artículo.

6. FÓRMULAS TARIFARIAS

A continuación se indican las fórmulas a través de las cuales se obtendrán los precios unitarios considerados en las distintas opciones tarifarias.

6.1 Tarifa BT1

a) Tarifa BT1a

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía base	\$/Wh	$PEBT \times PPAT \times Pp + PBT \times PPAT \times Pp + CDBT$ $NHESL NHLEW$
Energía adicional de invierno	\$/Wh	$PEBT \times PPAT \times Pp + PBT \times PPAT \times Pp + CDBT$ $NHESL NHLEW$

b) Tarifa BT1b

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PEBT \times PPAT \times Pp$
Potencia base	\$/W/mes	$(Pp - PNP) \times PPAT \times Pp + CDBT$ $NHESL NHLEW$
Potencia de invierno	\$/W/mes	$(Pp - PNP) \times PPAT \times Pp + CDBT$ $NHESL NHLEW$

6.2 Tarifa BT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PEBT \times PPAT \times Pp$
Potencia presente en punto	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT$
Potencia parcial presente en punto	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT$

6.3 Tarifa BT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PEBT \times PPAT \times Pp$
Potencia presente en punto	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT$
Potencia parcial presente en punto	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT$

6.4 Tarifa BT4

6.4.1 Tarifa BT4.1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PEBT \times PPAT \times Pp$
Potencia contratada	\$/W/mes	$FIDPPA \times CDBT - PNPP \times CDBT$
Potencia contratada en horas de punta	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT - FIDPPA \times CDBT - PNPP \times CDBT$

6.4.2 Tarifa BT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PEBT \times PPAT \times Pp$
Potencia contratada	\$/W/mes	$FIDPPA \times CDBT - PNPP \times CDBT$
Demanda máxima kVA en horas de punta	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT - FIDPPA \times CDBT - PNPP \times CDBT$

6.4.3 Tarifa BT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PEBT \times PPAT \times Pp$
Demanda máxima kVA en horas de punta	\$/W/mes	$FIDPPA \times CDBT - PNPP \times CDBT$
Demanda máxima kVA en horas de punta	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT - FIDPPA \times CDBT - PNPP \times CDBT$

6.5 Tarifa AT2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PPAT \times Pp$
Potencia presente en punto	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT$
Potencia parcial presente en punto	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT$

6.6 Tarifa AT3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PPAT \times Pp$
Potencia presente en punto	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT$
Potencia parcial presente en punto	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT$

6.7 Tarifa AT4

6.7.1 Tarifa AT4.1

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PPAT \times Pp$
Potencia contratada	\$/W/mes	$FIDPPA \times CDBT$
Potencia contratada en horas de punta	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT - FIDPPA \times CDBT$

6.7.2 Tarifa AT4.2

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PPAT \times Pp$
Potencia contratada	\$/W/mes	$FIDPPA \times CDBT$
Demanda máxima kVA en horas de punta	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT - FIDPPA \times CDBT$

6.7.3 Tarifa AT4.3

CARGO	UNIDAD	FÓRMULA
Tiempo	\$/kilowatt-hora	CTES
Cargos fijos por uso de sistema troncal	\$/Wh	CU
Energía	\$/Wh	$PPAT \times Pp$
Demanda máxima kVA en horas de punta	\$/W/mes	$FIDPPA \times CDBT$
Demanda máxima kVA en horas de punta	\$/W/mes	$PNPP \times PPAT \times Pp + FIDPPA \times CDBT - FIDPPA \times CDBT$

6.8 Definición de términos

6.8.1 Precios de nudo

- Pe : Precio de nudo de energía en nivel de distribución. Se expresa en \$/kWh.
- Pp : Precio de nudo de potencia en nivel de distribución. Se expresa en \$/W/mes.
- PNPP : Precio de nudo promedio de potencia en nivel troncal. Se expresa en \$/W/mes.

Estos precios se determinan según lo establecido en el punto 7.1.

6.8.2 Cargo único por uso de sistema troncal

CU : Cargo único por concepto de uso del sistema troncal, al que se refieren los artículos 102°, 155° y 181° de la Ley y lo dispuesto en el artículo 16° transitorio de la Ley. Se expresa en \$/kWh. Este cargo se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.

Estos precios se determinan según lo establecido en el punto 7.2.

6.8.3 Costos de distribución

CDAT : Costo de distribución en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes.
CDBT : Costo de distribución en baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

Estos costos se especifican para cada empresa según su área típica en el punto 7.3.

6.8.4 Cargos fijos

CFES : Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía. Se expresa en \$/cliente/mes.
CFDS : Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en \$/cliente/mes.
CFHS : Cargo fijo sectorizado para cliente con medidor de energía y medidor horario. Se expresa en \$/cliente/mes.

Estos valores se especifican en el punto 7.4.

6.8.5 Horas de uso y factores de coincidencia

NHUNB : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.
NHUDB : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución.
NHUNI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema.
NHUDI : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.
NHUDV : Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base adicional de verano coincidente con la punta del sistema de distribución según la opción BT1b.
FNPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.
FDPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.
FNDPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.
FDDPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
FDEPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.
FNPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.
FDPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.
FNDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.
FDDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
FDEPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

Estos valores se especifican en el punto 7.5.

6.8.6 Factores de expansión de pérdidas

PPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.
PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.
PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.

PMPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.

Estos valores se especifican en el punto 7.6.

7. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FÓRMULAS TARIFARIAS

7.1 Precios de nudo de energía y potencia (Pe, Pp y PNPP)

Los precios Pe, Pp y PNPP a que se refieren las fórmulas tarifarias señaladas en el punto 6, aplicables a clientes sometidos a regulación de precios en zonas de concesión de empresas distribuidoras, corresponderán a los precios que para estos efectos, y según corresponda, se establezcan en el Decreto de precios de nudo promedio que se fije, conforme a los sectores de nudo definidos en él.

7.2 Cargo único por concepto de uso del sistema troncal (CU)

El cargo único por uso del sistema troncal será el que se determine conforme al Decreto de precios de nudo vigente al momento de la aplicación.

7.3 Costos de distribución (CDAT y CDBT)

7.3.1 Fórmulas de costos de distribución

Los costos de distribución en alta y baja tensión, CDAT y CDBT, respectivamente, se calcularán de la siguiente forma:

$$CDAT = PVAD \cdot PVAD \cdot COSTO_{AT} \cdot \left[(100 - \beta + \alpha) \frac{DPC_{AT}}{DPC_{AT} + (100 - \beta + \alpha) \cdot \frac{DPP}{DPA}} + (100 - \beta + \alpha) \frac{DPP}{DPA} + 100 - \beta \cdot \frac{DPC_{AT}}{DPC_{AT} + (100 - \beta + \alpha) \cdot \frac{DPP}{DPA}} \cdot \frac{D}{D_{AT}} \right]$$

$$CDBT = PVAD \cdot PVAD \cdot COSTO_{BT} \cdot \left[(100 - \beta + \alpha) \frac{DPC_{BT}}{DPC_{BT} + (100 - \beta + \alpha) \cdot \frac{DPP}{DPA}} + (100 - \beta + \alpha) \frac{DPP}{DPA} + 100 - \beta \cdot \frac{DPC_{BT}}{DPC_{BT} + (100 - \beta + \alpha) \cdot \frac{DPP}{DPA}} \cdot \frac{D}{D_{BT}} \right]$$

Para cada empresa y sector de distribución el factor de asignación de costos sectorizados FSTCD se señala en el punto 7.7. Por su parte, para cada empresa el factor de corrección por reasignación de cargos fijos FVAD se señalan en el punto 7.8.

De acuerdo al área típica de la empresa, los valores de los parámetros a emplear se señalan a continuación:

CDATo y CDBTo

Área Típica	CDATo \$/kW/mes	CDBTo \$/kW/mes
1	1.970,92	1.148,06
2	2.291,82	1.408,26
3	4.260,18	11.086,78
4	6.291,40	11.079,18
5	9.481,11	11.731,52
6	10.619,87	21.611,65

IA1, IA2, IA3, IA4, IA5, OA1, OA2 y OA3

Área Típica	IA1	IA2	IA3	IA4	IA5	OA1	OA2	OA3
1	0,32	0,11	0,00	0,00	0,17	0,24	0,04	0,03
2	0,28	0,15	0,07	0,00	0,08	0,11	0,07	0,03
3	0,30	0,20	0,09	0,00	0,06	0,14	0,07	0,03
4	0,27	0,19	0,10	0,00	0,05	0,11	0,08	0,04
5	0,26	0,20	0,11	0,00	0,06	0,11	0,07	0,04
6	0,26	0,19	0,11	0,00	0,06	0,11	0,07	0,04

IB1, IB2, IB3, IB4, IB5, OB1, OB2, OB3 y OB4

Área Típica	IB1	IB2	IB3	IB4	IB5	OB1	OB2	OB3	OB4
1	0,21	0,11	0,10	0,06	0,04	0,21	0,16	0,07	0,06
2	0,27	0,11	0,11	0,07	0,04	0,20	0,16	0,07	0,06
3	0,26	0,11	0,12	0,08	0,04	0,20	0,16	0,07	0,06
4	0,27	0,10	0,11	0,08	0,04	0,20	0,16	0,07	0,06
5	0,26	0,10	0,11	0,08	0,04	0,20	0,16	0,07	0,06
6	0,27	0,11	0,12	0,08	0,04	0,20	0,16	0,07	0,06

Donde:

CDATo : Costos de Distribución Base en Alta Tensión, \$/kW/mes.
CDBTo : Costos de Distribución Base en Baja Tensión, \$/kW/mes.
IA1 : Proporción del costo AT que varía con el IPC en componente de inversión.
IA2 : Proporción del costo AT que varía con el IPP en componente de inversión.
IA3 : Proporción del costo AT que varía con el PPI en componente de inversión.

- IA4 : Proporción del costo AT que varía con el IPCu en componente de inversión.
- IA5 : Proporción del costo AT que varía con el IPAI en componente de inversión.
- OA1 : Proporción del costo AT que varía con el IPC en componente de operación.
- OA2 : Proporción del costo AT que varía con el IPP en componente de operación.
- OA3 : Proporción del costo AT que varía con el PPI en componente de operación.
- IB1 : Proporción del costo BT que varía con el IPC en componente de inversión.
- IB2 : Proporción del costo BT que varía con el IPP en componente de inversión.
- IB3 : Proporción del costo BT que varía con el PPI en componente de inversión.
- IB4 : Proporción del costo BT que varía con el IPCu en componente de inversión.
- IB5 : Proporción del costo BT que varía con el IPAI en componente de inversión.
- OBI : Proporción del costo BT que varía con el IPC en componente de operación.
- OIB2 : Proporción del costo BT que varía con el IPP en componente de operación.
- OIB3 : Proporción del costo BT que varía con el PPI en componente de operación.
- OIB4 : Proporción del costo BT que varía con el IPCu en componente de operación.

Las condiciones de determinación de los valores de IPC, IPP, PPI, IPCu, IPAI y D, así como los valores de IPCo, IPPo, PPIo, IPCuo, IPAIo y Do se señalan en el punto 7.9.

Para cada empresa concesionaria el valor del factor β o factor de corrección por aporte de terceros se especifica en el punto 7.10.

7.3.2 Factor de economías de escala para costos de distribución

En cada año que se indica, los valores de los costos de distribución CDAT y CDBT deberán ser multiplicados por los siguientes factores de economías de escala:

Año Típico	CFBA					CFBE				
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
1	0,9994	0,9998	0,9999	0,9995	0,9997	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995
2	0,9996	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996
3	0,9992	0,9988	0,9992	0,9993	0,9994	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996
4	0,9997	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996
5	0,9995	0,9994	0,9993	0,9991	0,9991	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9994
6	0,9992	0,9988	0,9992	0,9992	0,9992	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996

7.4 Cargos fijos (CFES, CFDS y CFHS)

7.4.1 Fórmulas de cargos fijos

Medidor de energía

$$CFES = FSTCF - FCFE - CFDo - \left(CFH1 \frac{IPC}{IPC_o} + CFH2 \frac{IPP}{IPP_o} \right)$$

Medidor de energía y medidor de demanda

$$CFDS = FSTCF - CFDo - \left(CFH1 \frac{IPC}{IPC_o} + CFH2 \frac{IPP}{IPP_o} \right)$$

Medidor de energía y medidor horario

$$CFHS = FSTCF - CFDo - \left(CFH1 \frac{IPC}{IPC_o} + CFH2 \frac{IPP}{IPP_o} \right)$$

Para cada empresa y sector de distribución el factor de asignación de costos sectorizados FSTCF se señala en el punto 7.7. Por su parte, para cada empresa el factor de reasignación de cargos fijos FCFE se señala en el punto 7.8.

De acuerdo al área típica de la empresa concesionaria, los valores de los parámetros a emplear se señalan a continuación:

CFEo, CFDo y CFHo

Área Típica	CFEo \$/cliente	CFDo \$/cliente	CFHo \$/cliente
1	874,74	815,18	1.817,52
2	3.068	874,09	1.934,26
3	1.077,98	1.607,35	1.919,18
4	1.133,06	1.683,90	2.263,99
5	1.705,52	2.011,80	2.278,41
6	1.861,45	2.099,81	2.215,14

CFE1, CFE2, CFD1, CFD2, CFH1 y CFH2

Área Típica	Medidor de energía		Medidor de demanda		Medidor horario	
	CFE1	CFE2	CFD1	CFD2	CFH1	CFH2
1	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98
2	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98
3	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98
4	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98
5	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98
6	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98

Donde:

- CFEo : Cargo fijo Base para medidor de energía, \$/cliente/mes.
- CFDo : Cargo fijo Base para medidor de energía y medidor de demanda, \$/cliente/mes.
- CFHo : Cargo fijo Base para medidor de energía y medidor horario, \$/cliente/mes.
- CFE1 : Proporción del costo asociado a medidor de energía que varía con el IPC.
- CFE2 : Proporción del costo asociado a medidor de energía que varía con el IPP.
- CFD1 : Proporción del costo asociado a medidor de demanda que varía con el IPC.
- CFD2 : Proporción del costo asociado a medidor de demanda que varía con el IPP.
- CFH1 : Proporción del costo asociado a medidor horario que varía con el IPC.
- CFH2 : Proporción del costo asociado a medidor horario que varía con el IPP.

Las condiciones de determinación de los valores de IPC e IPP, así como los valores de IPCo e IPPo se señalan en el punto 7.9.

7.4.2 Factor de economías de escala para cargos fijos

En cada año que se indica, los valores de los cargos fijos CFES, CFDS y CFHS deberán ser multiplicados por los siguientes factores de economías de escala:

Año Típico	CFES										CFDS										CFHS									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035						
1	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997					
2	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997					
3	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998					
4	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999					
5	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991					
6	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992	0,9993	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999	0,9991	0,9992					

7.5 Horas de uso y factores de coincidencia

Empresa	Horas de Uso										Factores de Coincidencia													
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61	0,60	0,61
Enxort	470	468	470	469	4	5,18	0,58	0,55	0,58	0,57	0,55	0,40	0,60	0,61	0,60									

7.6 Factores de expansión de pérdidas

En cada año que se indica, los valores de los factores de expansión de pérdidas a emplear serán los siguientes:

Área Típica	Pérdidas 2012 (p.u)				
	FPAT	FPAT	FPAT	FPAT	FPATPE
1	1.0129	1.0115	1.0191	1.0514	1.0835
2	1.0134	1.0138	1.0841	1.0598	1.0845
3	1.0216	1.0138	1.0849	1.0594	1.0206
4	1.0198	1.0167	1.1099	1.0816	1.1185
5	1.0231	1.0217	1.1291	1.0818	1.1429
6	1.0209	1.0211	1.1067	1.0796	1.1181

Área Típica	Pérdidas 2013 (p.u)				
	FPAT	FPAT	FPAT	FPAT	FPATPE
1	1.0134	1.0138	1.0841	1.0598	1.0845
2	1.0214	1.0138	1.0849	1.0594	1.0206
3	1.0216	1.0138	1.0849	1.0594	1.0206
4	1.0134	1.0167	1.1099	1.0816	1.1185
5	1.0231	1.0217	1.1291	1.0818	1.1429
6	1.0209	1.0211	1.1067	1.0796	1.1181

Área Típica	Pérdidas 2014 (p.u)				
	FPAT	FPAT	FPAT	FPAT	FPATPE
1	1.0134	1.0138	1.0849	1.0521	1.0831
2	1.0214	1.0138	1.0875	1.0603	1.0204
3	1.0216	1.0138	1.0885	1.0598	1.0441
4	1.0162	1.0171	1.1115	1.0628	1.1247
5	1.0278	1.0283	1.1294	1.0871	1.1489
6	1.0215	1.0216	1.1080	1.0796	1.1126

Área Típica	Pérdidas 2015 (p.u)				
	FPAT	FPAT	FPAT	FPAT	FPATPE
1	1.0141	1.0123	1.0827	1.0528	1.0844
2	1.0244	1.0130	1.0896	1.0612	1.0103
3	1.0241	1.0211	1.0891	1.0596	1.0664
4	1.0168	1.0179	1.1136	1.0641	1.1234
5	1.0258	1.0288	1.1253	1.0884	1.1490
6	1.0223	1.0221	1.1106	1.0812	1.1184

Área Típica	Pérdidas 2016 (p.u)				
	FPAT	FPAT	FPAT	FPAT	FPATPE
1	1.0147	1.0128	1.0847	1.0517	1.0856
2	1.0214	1.0214	1.0914	1.0628	1.0621
3	1.0249	1.0218	1.0898	1.0603	1.0684
4	1.0134	1.0161	1.1160	1.0855	1.1261
5	1.0259	1.0296	1.1247	1.0898	1.1523
6	1.0231	1.0228	1.1133	1.0828	1.1184

7.7 Factores de asignación de costos sectorizados (FSTCF y FSTCD)

FSTCF: Factor de asignación de cargos fijos sectorizados.
FSTCD: Factor de asignación de valores agregados de distribución sectorizados.

Para cada empresa y comuna, a continuación se indican los factores de asignación de costos sectorizados FSTCF y FSTCD:

Empresa	Código	Comuna	FSTCF					FSTCD				
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT	CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT
Emelco	15101	Arica	1.0000	1.0000	1.0000	0.9901	0.9901	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	15102	Camariñas	1.0000	1.0000	1.0000	0.9901	0.9901	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Elías	1101	Iquique	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Elías	1104	Huara	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Elías	1105	Pica	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Elías	1106	Pozo Almonte	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Elías	1107	Año Huevo	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Eléda	2101	Antofagasta	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Eléda	2102	Melipal	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Eléda	2103	Sierra Gorda	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Eléda	2201	Calama	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Eléda	2301	Intermedia	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Eléda	2104	Talca	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	3101	Coyhaique	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	3102	Caldera	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	3103	Sierra Amarilla	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	3201	Chaitán	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	3202	Duque de Almirante	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	3301	Valdivia	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	3302	Año del Carmen	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	3303	Frejuna	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Emelco	3304	Huasco	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Chilquinta	5101	Valmadrera	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835
Chilquinta	5106	Quilpué	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835
Chilquinta	5109	Vina Del Mar	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835

Empresa	Código	Comuna	FSTCF			FSTCD		
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT	
Chilquinta	5108	Villa Alemana	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5301	Los Andes	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5302	La Calera	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5601	San Antonio	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5701	San Felipe	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5103	Concepción	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5105	Puchuncaví	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5107	Quintero	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5302	Calle Larga	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5303	Rimoncada	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5304	San Felipe	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5305	Quilicura	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5306	Huachipato	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5307	La Cruz	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5308	Limache	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5309	Nogales	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5310	Olmue	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5403	Cartagena	1.0142	1.0090	1.1366	1.0181	1.0486	
Chilquinta	5405	El Tabo	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5406	Santo Domingo	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5702	Catemu	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5703	Llao-Llao	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5704	Penuchén	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5705	Palmasol	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5706	Santa María	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5102	Casablanca	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Chilquinta	5401	La Ligua	0.9993	0.9994	0.9978	0.9835	0.9835	
Comafé	4301	Ovalle	1.0083	1.0046	1.1186	0.9975	1.0396	
Comafé	4302	Combarbala	1.0083	1.0046	1.1186	0.9975	1.0396	
Comafé	4303	Monte Patria	1.0083	1.0046	1.1186	0.9975	1.0396	
Comafé	4304	Puerto Cruz	1.0083	1.0046	1.1186	0.9975	1.0396	
Comafé	4102	Quiriquén	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	3303	Frejuna	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4101	La Serena	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4103	Antofagasta	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4104	La Higuera	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4105	Illapel	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4106	Vicuña	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4201	Illapel	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4202	Canela	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4203	Los Vilos	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4204	Salamanca	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	4305	Río Hurtado	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	5105	Puchuncaví	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	5401	La Ligua	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	5402	Lamborn	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	5403	Puerto	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	5404	Petorca	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	5405	Zapallar	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638	0.9938	
Comafé	5101	Valmadrera	0.9934	0.9930	0.9630	0.9638		

Empresa	Código	Comuna	PST/CF		PST/CD		
			CFBS	CFDS	CFBS	CDAT	CDBT
Chilectra	13106	Estación Central	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13119	Marrón	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13120	Naranco	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13117	Lo Prado	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13118	Mazul	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13121	Padre Aguirre Cerda	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13122	Petalillo	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13129	San Joaquín	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13131	San Ramón	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
Chilectra	13303	Til-Til	1,3676	1,6182	1,5117	2,2693	1,9396
Chilectra	13603	Petalillo	0,9894	0,9866	0,9704	0,9019	0,9068
FFC	13301	Cofre	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Til Til	3305	Lluy Lluy	1,8075	1,8276	1,8512	1,5363	1,9484
Til Til	13308	Til-Til	1,3204	1,5125	1,4462	0,9293	0,9495
FFPA	13201	Pañete Alto	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Luz Andes	13115	Lo Barnechea	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Fmelectric	5601	San Antonio	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	5603	Cartagena	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	5606	Santo Domingo	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6107	Las Cabras	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6113	Psychogaea	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6201	Pichilemu	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6202	La Estrella	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6203	Litueche	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6204	Marchihue	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6205	Naranco	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6206	Panquehue	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6307	Peralillo	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6309	Parramón	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	13301	Mapipillán	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	13302	Ahuí	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	13303	Cuncumán	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	13304	Mesa Pequeña	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	13305	San Pedro	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	13601	Talagante	0,8196	0,8573	0,8672	0,7083	0,8349
Fmelectric	13602	El Monte	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	13603	Isa de Maipo	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6302	Chetum	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6303	Chumborongo	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6304	Lolol	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6305	Nancagua	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6306	Palmilla	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6308	Pitilla	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	6310	Santa Cruz	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7101	Tulca	0,9232	0,9328	0,9832	1,1668	1,2635
Fmelectric	7102	Constitución	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7103	Curepto	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7104	Empedrado	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7106	Maule	0,9232	0,9328	0,9832	1,1668	1,2635
Fmelectric	7107	Pelarco	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Fmelectric	7107	Pescader	0,9232	0,9328	0,9832	1,1668	1,2635
Fmelectric	7108	Río Claro	0,9232	0,9328	0,9832	1,1668	1,2635
Fmelectric	7109	San Clemente	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Fmelectric	7110	San Rafael	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Fmelectric	7201	Casapene	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7202	Chanco	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7303	Peñahue	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7302	Hualtaco	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7303	Licané	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7304	Molina	0,8196	0,8573	0,8672	0,7083	0,8349
Fmelectric	7305	Itazoa	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7307	Sagrada Familia	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7309	Vichuazán	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	7402	Cobque	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Fmelectric	7403	Lampay	1,0992	1,0662	1,1133	1,6664	1,2124
Fmelectric	7404	Pirral	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Fmelectric	7405	Retiro	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,2280
Fmelectric	7406	San Javier	0,9190	1,0004	1,0412	1,3746	1,4471
Fmelectric	7408	Yerbas Buenas	1,0592	1,0662	1,1133	1,6664	1,6612
Fmelectric	8403	Coltauco	0,9157	0,9118	0,9120	0,9254	0,9835
Fmelectric	8404	Cochrane	0,9354	0,9306	0,9794	1,2332	1,3411
Fmelectric	8405	Cobque	0,9354	0,9306	0,9794	1,2332	1,3411
Fmelectric	8406	Nirhue	1,0638	1,0243	1,0599	1,6061	1,6452
Fmelectric	8409	Niquén	1,0206	1,0276	1,0655	1,4821	1,1913
Fmelectric	8411	Paño	1,0638	1,0243	1,0599	1,6061	1,1749
Fmelectric	8412	Portezuelo	1,0638	1,0243	1,0599	1,6061	1,1749
Fmelectric	8414	Quirihue	0,9048	0,9118	0,9159	0,9254	0,9835
Fmelectric	8415	Ranquil	0,9818	0,9118	1,0005	0,9254	0,9835
Fmelectric	8416	San Carlos	1,0006	0,9988	1,0384	1,4366	1,1321
Fmelectric	8417	San Fabián	1,0638	1,0243	1,0599	1,6061	1,1749
Fmelectric	8419	San Nicolás	0,9354	0,9306	0,9794	1,2332	1,3411

Empresa	Código	Comuna	PST/CF		PST/CD		
			CFBS	CFDS	CFBS	CDAT	CDBT
Fmelectric	8420	Treguaico	1,0638	1,0243	1,0599	1,6061	1,1749
CGFD	6101	Rancagua	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6102	Lodegán	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6103	Concón	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6105	Dofinac	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6106	Graneros	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6110	Mostaza	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6111	El Olivar	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6112	Pearco	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6113	Psychogaea	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6114	Quinta de Tilcoso	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6115	Rengo	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6117	San Vicente de T. I.	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6301	San Fernando	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6303	Chumborongo	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	7101	Tulca	0,9047	0,8781	0,8902	1,6556	1,1361
CGFD	7105	Maité	0,9047	0,8781	0,8902	1,7779	1,3970
CGFD	7110	San Rafael	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	13202	Prinqué	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	13402	Rum	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	1,0094
CGFD	13404	Pañe	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6104	Coltauco	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6107	Las Cabras	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6108	Machali	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6109	Mellón	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	6116	Rozasura	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	7107	Pencafue	0,9047	0,8781	0,8902	1,7779	1,3970
CGFD	8301	Los Angeles	1,0097	0,9472	0,9772	1,9664	1,3799
CGFD	8401	Chilán	0,9589	0,8939	0,9136	1,9664	1,2792
CGFD	8406	Chillán Viejo	0,9589	0,8939	0,9136	1,9664	1,3799
CGFD	8416	San Carlos	0,9794	0,9205	0,9402	1,9664	1,6886
CGFD	8305	Mulchén	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	8405	Cobque	0,9341	0,8761	0,8869	1,9054	1,9794
CGFD	8419	San Nicolás	0,9341	0,8761	0,8869	1,9054	1,9794
CGFD	8101	Concepción	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	8102	Coronel	0,9147	0,8970	0,9207	1,9335	1,3311
CGFD	8103	Chiguayante	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	8107	Penco	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	8108	San Pedro de La Paz	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	8110	Talcahuano	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	8111	Tomé	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	8112	Huapi	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	8104	Florida	1,0661	0,9723	1,0054	1,9664	2,3204
CGFD	8105	Hualqui	0,9589	0,8939	0,9136	1,9664	1,6553
CGFD	8404	Cofre	0,9341	0,8761	0,8869	1,9054	1,9794
CGFD	7108	Río Claro	0,9047	0,8781	0,8902	1,7779	1,3970
CGFD	7301	Curepto	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	7304	Molina	0,8014	0,7905	0,7833	1,9927	1,0722
CGFD	7306	Romeral	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	7308	Teno	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	7401	Lirio	0,9147	0,8970	0,9207	1,9346	1,4362
CGFD	7403	Lengua	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	7406	San Javier	0,9149	0,9220	0,9524	1,9664	1,6306
CGFD	7407	Villa Alegre	0,9147	0,8970	0,9207	1,9346	1,6759
CGFD	7408	Yerbas Buenas	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	7106	Pelarco	0,8474	0,7402	0,8433	0,7610	0,8813
CGFD	7305	Rauco	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	7307	Sagrada Familia	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813
CGFD	9101	Termuco	1,0097	0,9472	0,9772	1,9664	1,2798
CGFD	9104	Curepetue	0,7182	0,7402	0,7412	0,7610	0,8813

Empresa	Codigo	Comuna	PST/CF			PST/CD		
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT	
Cooperlas	8309	Quilico	1.0000	1.0000	1.0000	1.0038	1.0060	
Cooperlas	8301	Los Angeles	1.0000	1.0000	1.0000	1.0038	0.9961	
Cooperlas	8311	Sa. Barbara	1.0000	1.0000	1.0000	1.0038	1.0060	
Cooperlas	8305	Malchen	1.0000	1.0000	1.0000	0.9000	1.0060	
Frontel	8102	Concepn	0.8099	0.8426	0.8285	0.8114	0.7286	
Frontel	8104	Florida	0.9291	0.9135	0.9047	0.8557	1.1419	
Frontel	8105	Hualqui	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8106	Lota	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.7107	
Frontel	8109	Santa Juana	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8111	Ternu	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8201	Lota	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	8202	Arauco	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	8203	Cafete	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	8204	Conchalme	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8205	Caramalhue	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	8206	Los Alamos	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	8207	Lirca	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8301	Los Angeles	0.8875	0.8898	0.8793	0.7758	0.9782	
Frontel	8302	Arauco	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8303	Cabrero	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	0.9613	
Frontel	8304	Lota	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	8305	Malchen	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	8306	Nacimiento	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	8307	Negrete	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8308	Quilico	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8309	Quilico	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8310	San Isidro	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	8311	San Barbara	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8312	Ternu	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	0.9613	
Frontel	8313	Alto Rio Bio	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	1.3257	
Frontel	8314	Yumbel	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8402	Isauro	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	0.9613	
Frontel	8407	El Carmen	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	1.3257	
Frontel	8410	Pemauco	1.0284	0.9860	0.9839	1.0618	1.3648	
Frontel	8411	Pinto	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8413	Quilico	1.0284	0.9860	0.9839	1.0618	1.3636	
Frontel	8415	Ranquil	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	8418	San Ignacio	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	1.3257	
Frontel	8421	Yanga	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	0.9613	
Frontel	9101	Ternu	0.8875	0.8898	0.8793	0.7758	0.1011	
Frontel	9102	Caramalhue	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.1741	
Frontel	9103	Cunco	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9105	Freije	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	1.3257	
Frontel	9106	Guilavero	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	1.3257	
Frontel	9107	Gerbes	0.9499	0.9262	0.9849	0.8352	0.9249	
Frontel	9108	Lautaro	0.8875	0.8898	0.8793	0.7758	0.9827	
Frontel	9109	Malipenco	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9111	Nueva Imperial	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	9112	Padre Las Casas	0.8875	0.8898	0.8793	0.7758	1.0047	
Frontel	9113	Perquenco	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	1.3257	
Frontel	9114	Pirafuente	0.8875	0.8898	0.8793	0.7758	1.0047	
Frontel	9116	Saavedra	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9117	Teodoro Schmidt	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9118	Tolten	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9119	Vicuña	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	1.3257	
Frontel	9120	Villarrica	0.8657	0.8684	0.8604	0.6993	0.9008	
Frontel	9121	Cholchol	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	9201	Arauco	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	9202	Collipulli	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	0.9660	
Frontel	9203	Curautin	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	0.9613	
Frontel	9204	Frenil	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9205	Lomquay	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9206	Los Sauces	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9207	Lumaco	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9208	Punta	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9209	Ternu	0.9766	0.9899	0.9900	0.9823	1.0895	
Frontel	9210	Ternu	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	1.3257	
Frontel	9211	Victoria	1.0154	0.9870	0.9834	1.0419	0.9613	
Saco	9107	Gerbes	0.9047	0.8861	0.8188	1.1173	1.3250	
Saco	9109	Lemosche	0.7944	0.7921	0.7293	1.0028	1.1796	
Saco	9118	Tolten	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	9120	Villarrica	0.8298	0.8309	0.7527	1.1592	1.2683	
Saco	10101	Puerto Montt	0.8890	0.8536	0.8166	1.3075	1.3089	
Saco	10102	Calbuco	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10103	Cochrano	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10104	Freije	0.8890	0.8536	0.8166	1.3075	1.3140	
Saco	10105	Frutillar	0.8518	0.8584	0.8204	1.2083	1.1816	
Saco	10106	Los Muermos	0.8890	0.8536	0.8166	1.3075	1.3140	
Saco	10107	Llanquihue	0.8223	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10108	Mauñin	0.8890	0.8536	0.8166	1.3075	1.3140	
Saco	10109	Puerto Varas	0.8890	0.8536	0.8166	1.3075	1.3019	

Empresa	Codigo	Comuna	PST/CF			PST/CD		
			CFES	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT	
Saco	10201	Castro	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10202	Arauco	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10203	Chonchi	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10204	Curaco de Velaz	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10205	Dalcahue	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10206	Pauzandn	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10207	Quemén	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10208	Quemén	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10209	Quemén	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10210	Quemén	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	10801	Osnoro	0.8518	0.8584	0.8204	1.2083	1.0884	
Saco	10802	Puerto Octay	0.8518	0.8584	0.8204	1.2083	1.1816	
Saco	10803	Parraguar	0.8518	0.8584	0.8204	1.2083	1.1816	
Saco	10804	Purbaue	0.8518	0.8584	0.8204	1.2083	1.1816	
Saco	10805	Rio Negro	0.8518	0.8584	0.8204	1.2083	1.1816	
Saco	10806	San Juan de La Costa	0.8518	0.8584	0.8204	1.2083	1.1816	
Saco	10807	San Pablo	0.8518	0.8584	0.8204	1.2083	1.1816	
Saco	10401	Hualahue	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14108	Rio Bueno	0.7688	0.7977	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14201	La Unión	0.8518	0.8584	0.8204	1.2083	1.1816	
Saco	14101	Valdivia	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14103	Lanco	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14204	Panguipulli	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14107	Pailón	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14106	Manzanita	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14202	Futrone	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14104	Los Lagos	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14102	Curaul	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14105	Mafil	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Saco	14203	Lago Ranco	0.7676	0.7697	0.8178	0.7885	0.8290	
Edelvestn	10401	Chaitén	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelvestn	10404	Palena	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelvestn	11101	Cobqueque	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelvestn	11102	Lago Verde	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelvestn	11201	Avana	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelvestn	11202	Cunco	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelvestn	11301	Cochrane	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelvestn	11401	Chile Chico	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelvestn	11402	Rio Itata	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelvestn	10402	Felicitad	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelma	12101	Punta Arenas	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelma	12401	Puerto Natales	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelma	12301	Porvenir	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Edelma	12201	Cabo de Hornos	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
Codiner	9101	Ternu	1.0884	1.0976	1.0737	0.8270	0.7998	
Codiner	9103	Cunco	1.2932	1.2141	1.1977	1.2404	1.2291	
Codiner	9105	Ternu	1.1386	1.2176	1.2033	1.1750	1.0444	
Codiner	9106	Guilavero	1.2456	1.2176	1.2033	1.1750	1.0444	
Codiner	9107	Gerbes	1.1578	1.1426	1.0266	0.9606	0.8301	
Codiner	9108	Lautaro	1.0884	1.0976	1.0737	0.8272	0.7908	
Codiner	9109	Lemosche	1.0166	1.0214	1.0111	0.8810	0.6594	
Codiner	9111	Nueva Imperial	1.2932	1.2141	1.1977	1.2404	1.2291	
Codiner	9112	Padre Las Casas	1.0884	1.0976	1.0737	0.8272	0.7908	
Codiner	9113	Perquenco	1.2456	1.2176	1.2033	0.9461	0.9128	
Codiner	9114	Pirafuente	1.0884	1.0976	1.0737	0.8272	0.7908	
Codiner	9119	Vicuña	1.1386	1.2176	1.2033	1.1750	1.0444	
Codiner	9120	Villarrica	1.0619	1.0715	1.0506	0.7873	0.7089	
Codiner	9203	Curautin	1.2456	1.2176	1.2033	1.1750	1.0444	
Codiner	9204	Frenil	1.2932	1.2141	1.1977	1.2404	1.2291	
Codiner	9210	Ternu	1.2456	1.2176	1.2033	0.9461	0.9128	
Codiner	9211	Victoria	1.2456	1.2176	1.2033	1.1750	1.0444	
Ed								

Empresa	Código	Comuna	FSTCF		FSTCD		
			CFBS	CFDS	CFHS	CDAT	CDBT
LuzAndes	3402	Cobán	1,3268	1,3183	1,3007	0,9876	1,0606
LuzAndes	3102	Constitución	1,4724	1,4662	1,4833	0,9299	0,7947
LuzAndes	3401	Linares	1,2161	1,2486	1,2413	0,8482	0,8272
LuzAndes	3403	Lengua	1,3720	1,3678	1,3616	1,1113	1,1011
LuzAndes	3406	San Javier	1,2714	1,2833	1,2710	0,9138	1,0088
LuzAndes	3407	Villa Alegre	1,2161	1,2486	1,2413	0,8482	0,9370
LuzAndes	3408	Yumbú Buecas	1,3720	1,3678	1,3616	1,1113	1,1011
LuzAndes	3201	Casapueras	1,3709	1,3778	1,3983	1,1803	1,0738
LuzAndes	3403	Lengua	1,2727	1,2848	1,2837	1,0338	1,0333
LuzAndes	3409	Niquén	1,2311	1,2383	1,2283	0,9961	0,9450
LuzAndes	3404	Paral	1,2311	1,2383	1,2283	0,9961	0,9450
LuzAndes	3405	Retiro	1,2311	1,2383	1,2283	0,9961	0,9450
LuzAndes	3416	San Carlos	1,2070	1,2036	1,1951	0,9073	1,0363
LuzAndes	3406	San Javier	1,1709	1,3778	1,3983	1,0648	1,0738
Copelac	8104	Firridá	1,1740	1,3796	1,3934	1,2673	1,0686
Copelac	8111	Tomé	1,5591	1,4865	1,5107	1,8314	1,1811
Copelac	8401	Chilán	1,2316	1,2683	1,2690	0,8487	0,6300
Copelac	8402	Bolnes	1,3017	1,4908	1,5178	0,9933	0,7922
Copelac	8403	Cobquecán	1,4816	1,4863	1,4489	1,6314	1,1819
Copelac	8404	Coderna	1,1786	1,2430	1,2291	0,8984	1,0442
Copelac	8405	Cobquecán	1,1786	1,2430	1,2291	0,8984	1,0442
Copelac	8406	Chillán Viejo	1,2316	1,2683	1,2690	0,8487	0,6429
Copelac	8407	El Carmen	1,3017	1,4908	1,5178	1,1763	1,1924
Copelac	8408	Nimble	1,3344	1,3794	1,3300	1,1447	0,9723
Copelac	8410	Perrano	1,5208	1,4893	1,5154	1,1988	1,1921
Copelac	8411	Paño	1,3344	1,3794	1,3300	1,1447	1,0933
Copelac	8412	Polanco	1,3344	1,3794	1,3300	1,1447	0,9723
Copelac	8413	Quilón	1,5208	1,4893	1,5154	1,1988	1,1934
Copelac	8414	Quirihue	1,5591	1,4865	1,5107	1,8314	1,1909
Copelac	8415	Rancul	1,4940	1,4865	1,4914	1,2437	1,1931
Copelac	8416	San Carlos	1,2633	1,3060	1,3030	1,0240	1,1321
Copelac	8417	San Fabián	1,3344	1,3794	1,3300	1,1447	0,9723
Copelac	8418	San Ignacio	1,3017	1,4908	1,5178	1,1763	1,1924
Copelac	8419	San Nicolás	1,1786	1,2430	1,2291	0,8984	1,0442
Copelac	8420	Tregua	1,3344	1,3794	1,3300	1,1447	0,9723
Costcha	8104	Firridá	1,0013	1,0094	0,9938	0,8619	0,8491
Costcha	8105	Hualqui	0,9083	0,9280	0,9069	0,6743	0,7143
Costcha	8301	Los Ángeles	0,9264	0,9833	0,9878	0,7593	0,7438
Costcha	8303	Cabero	1,0644	1,0907	1,0847	1,0484	0,9840
Costcha	8306	Nacimiento	1,1363	1,0976	1,0797	1,1096	1,1393
Costcha	8309	Quilón	1,1363	1,0976	1,0797	1,0606	1,1393
Costcha	8312	Tucapel	1,0944	1,0907	1,0847	0,8996	0,7393
Costcha	8313	Alto Río Bío	1,0944	1,0907	1,0847	1,0484	0,9840
Costcha	8410	Perrano	1,1084	1,0971	1,0830	1,0696	1,0423
Costcha	8413	Quilón	1,1084	1,0971	1,0830	1,0696	1,0423
Costcha	8421	Yarugue	1,0944	1,0907	1,0847	1,0484	0,9840
Sosopeta	10503	Faltreco	1,0000	1,0000	1,0000	1,0190	0,9100
Sosopeta	10504	La Unión	1,0000	1,0000	1,0000	0,1000	0,9100
Sosopeta	10507	Los Lagos	1,0000	1,0000	1,0000	0,0190	0,9100
Sosopeta	10508	Mafil	1,0000	1,0000	1,0000	0,0190	1,1188
Sosopeta	10510	Pailón	1,0000	1,0000	1,0000	0,0190	1,1188
Sosopeta	10511	Panguipulli	1,0000	1,0000	1,0000	0,0190	1,1188
Cooprel	10504	La Unión	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9370
Cooprel	10512	Río Bueno	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0286
Cooprel	10507	San Pablo	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,7150
Cooprel	10505	Lago Ranco	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0286
Luz Osorno	10105	Frutillar	1,2442	1,2426	1,2445	0,8824	0,9476
Luz Osorno	10109	Puerto Varas	1,2442	1,2426	1,2445	1,3814	0,9403
Luz Osorno	10101	Osorno	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	0,9486
Luz Osorno	10102	Puerto Octay	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	1,0462
Luz Osorno	10103	Parrón	1,2442	1,2426	1,2445	0,8824	0,9486
Luz Osorno	10108	Puelmapu	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	0,9486
Luz Osorno	10105	Río Negro	1,2442	1,2426	1,2445	0,8824	0,9486
Luz Osorno	10106	San Juan de La Costa	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	1,0462
Luz Osorno	10107	San Pablo	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	1,0462
Luz Osorno	14108	Río Bueno	1,2445	1,2445	1,2445	0,7716	0,9488
Luz Osorno	14201	La Unión	1,2442	1,2426	1,2445	1,0251	1,0462
CRF.L	10101	Puerto Montt	1,2933	1,2833	1,3010	0,9308	0,9342
CRF.L	10109	Puerto Varas	1,2933	1,2833	1,3010	0,9308	0,9327
CRF.L	10104	Fresia	1,2933	1,2833	1,3010	0,9308	0,9879
CRF.L	10103	Frutillar	1,4531	1,4124	1,2991	1,3282	0,9229
CRF.L	10106	Los Muermos	1,2933	1,2833	1,3010	0,9308	0,9879
CRF.L	10107	Llanquihue	1,4012	1,4124	1,2991	1,0783	0,9269
CRF.L	10108	Mullín	1,2933	1,2833	1,3010	0,9308	0,9879
CRF.L	10103	Parrón	1,4702	1,4124	1,2991	1,3282	0,9202
Fretsa	4301	Oviñe	1,0333	1,0333	1,0333	1,0061	0,9793
Fretsa	4302	Combarbalá	1,0333	1,0333	1,0333	1,0061	0,9793
Fretsa	4303	Monte Patria	1,0333	1,0333	1,0333	1,0061	0,9793
Fretsa	4304	Parrón	1,0333	1,0333	1,0333	1,0061	0,9793
Saopu	-	Isla de Pascua	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2011 se crearan o se hubiesen creado nuevas comunas, los clientes ubicados en ellas y a los cuales se les esté efectuando una aplicación tarifaria en los términos establecidos en el presente Decreto, mantendrán dichos niveles tarifarios.

Si con posterioridad al 31 de diciembre de 2011 la empresa extendiera o hubiese extendido su zona de concesión, abarcando comunas que no se encuentran señaladas en el listado de los factores de sectorización para la empresa indicada, y en donde no existe aplicación tarifaria previa en los términos del presente Decreto, los factores de asignación de costos sectorizados correspondientes a los clientes de las comunas referidas tomarán el valor igual a uno (FSTCF = 1,000 y FSTCD = 1,000).

Las empresas que, a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto, tengan clientes con suministro subterráneo, conforme la condición de aplicación y criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1, deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD que conforman las correspondientes tarifas, por los factores que a continuación se señalan, de acuerdo al área típica de la empresa y al tipo de alimentación que los clientes reciben conforme a los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1. Sin perjuicio de lo anterior, en la empresa Luz Andes no se aplicarán los factores señalados, siendo estos iguales a uno (1,000).

Círculo	Área Típica		
	1	2	3
Cliente AT alimentado en forma aérea	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente AT alimentado en forma subterránea	1,3000	1,3000	1,3000
Cliente BT alimentado en AT y BT aéreo	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente BT Caso 1	1,2340	1,1700	1,2240
Cliente BT Caso 2	1,1600	1,2340	1,2000
Cliente BT Caso 3	1,4340	1,4010	1,4500

La aplicación de los factores señalados en el cuadro anterior se mantendrá durante toda la vigencia del presente Decreto con la excepción de la aplicación que deba efectuarse a clientes que adquieran la condición de clientes con suministro subterráneo, conforme a las condiciones de aplicación establecidas en el punto 5.6.2.

Producto de las condiciones establecidas en el punto 5.6.2, para los clientes con suministro subterráneo asociados a nuevos desarrollos subterráneos habilitados con posterioridad a la entrada en vigencia del presente Decreto, deberán multiplicar los factores de asignación de costos sectorizados FSTCD que conforman las correspondientes tarifas, por los factores que a continuación se señalan, de acuerdo al área típica de la empresa y al tipo de alimentación que los clientes reciben conforme a los criterios de clasificación establecidos en el punto 5.6.1.

Caso	Área Típica					
	1	2	3	4	5	6
Cliente AT alimentado en forma aérea	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente AT alimentado en forma subterránea	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente BT alimentado en AT y BT aéreo	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Cliente BT Caso 1	1,1700	1,1666	1,2518	1,2720	1,2306	1,3355
Cliente BT Caso 2	2,0017	2,0790	1,8379	1,8027	1,9353	1,7140
Cliente BT Caso 3	2,2287	2,2617	2,1384	2,1747	2,2241	2,0724

7.8 Factores de reasignación de cargos fijos (FCFE y FVAD)

FCFE : Factor de reasignación de cargos fijos para cliente con medidor de energía.

FVAD : Factor de corrección por reasignación de cargos fijos para cliente con medidor de energía.

Para cada empresa a continuación se indican los factores de reasignación de cargos fijos FCFE y FVAD:

Empresa	FCFE	FVAD	Empresa	FCFE	FVAD	Empresa	FCFE	FVAD
EnelChil	0,9944	1,0149	Luz Andes	0,9627	1,0000	EnelChil	0,9779	1,0077
EnelChil	1,0000	1,0000	EnelChil	1,0000	1,0000	EnelChil	1,0000	1,0000
EnelChil	0,9876	1,0059	Cooprel	0,8099	1,0341	EnelChil	0,9375	1,0043
EnelChil	0,9867	1,0185	Cooprel	0,8228	1,0147	EnelChil	0,9375	1,0134
EnelChil	0,9775	1,0210	Cooprel	0,7070	1,0210	EnelChil	0,9479	1,0118
EnelChil	0,9231	1,0247	Cooprel	1,0000	1,0000	EnelChil	0,9215	1,0118
EnelChil	0,9371	1,0255	Cooprel	0,7164	1,0149	EnelChil	0,9042	1,0062
EnelChil	0,9119	1,0085	Cooprel	0,8099	1,0147	EnelChil	0,8364	1,0118
EnelChil	0,9330	1,0251	Cooprel	0,6940	1,0152	EnelChil	0,8291	1,0109
EnelChil	0,9142	1,0090	Cooprel	1,0000	1,0000	EnelChil	1,0000	1,0000
EnelChil	0,9988	1,0007	Cooprel	0,9827	1,0079	EnelChil		

7.9 Definición de los parámetros y valores base

- IPC** : Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPP** : Índice de precios al productor de industrias, publicado por el INE, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- PPI** : Producer price index, all commodities, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (código BLS: WPU0000000), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPCu** : Índice de precio del cobre, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio aritmético del precio nominal

- medio mensual de doce meses de la libra de cobre refinado en la Bolsa de Metales de Londres. Dicho precio nominal es calculado por la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) y publicado en su "Boletín Mensual". Para estos efectos, el índice corresponderá al promedio de los doce meses anteriores al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- IPAI** : Índice de precio del aluminio, expresado en centavos de dólar por libra (cUS\$/lb), calculado como el promedio aritmético del precio nominal medio mensual de doce meses de la libra de aluminio en la Bolsa de Metales de Londres. Dicho precio nominal es calculado por la Comisión Chilena del Cobre (Cochilco) y publicado en su "Boletín Mensual". Para estos efectos, el índice corresponderá al promedio de los doce meses anteriores al tercer mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
- D** : Índice de productos importados calculado como $D = Tc \times (1 + Ta)$, con:

MAS FACILIDAD DE LECTURA Y BUSQUEDA DE INFORMACION

DIARIO OFICIAL

DE LA REPUBLICA DE CHILE

Para una mayor facilidad de búsqueda, lectura y archivo de nuestros usuarios, el Diario Oficial brinda una forma de diagramación y ordenamiento más expedita de sus materias principales:

I

CUERPO

Leyes, reglamentos y decretos de orden general

II

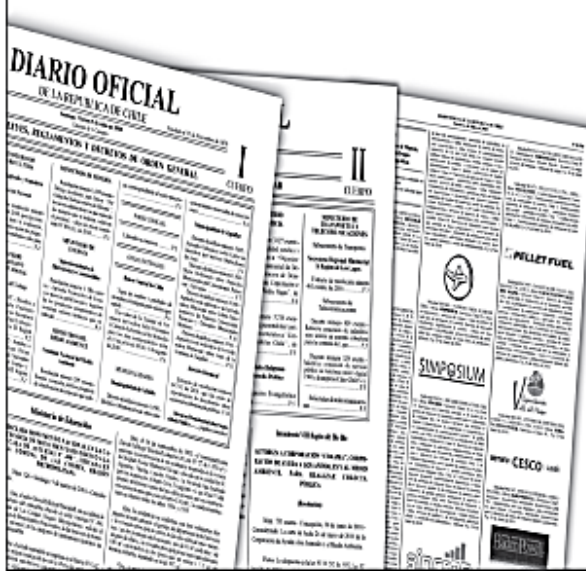
CUERPO

Decretos y normas de interés particular

Publicaciones judiciales y Avisos destacados

PLATAFORMA INTERNET:
Extractos de escrituras sociales

Además:
Todos los viernes, publicación de solicitud de registro de marcas comerciales y patentes del Instituto Nacional de Propiedad Industrial.



Tc: Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado". Se utilizará el valor promedio del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

Ta: Tasa arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizará el valor vigente del último día hábil del segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

Concordantemente con lo anterior, se han determinado los valores base que se muestran en la tabla siguiente:

Parámetro	Valor base	Mes
IPC ₁₂	106,37	Noviembre 2011
IPP ₁₂	172,21	Noviembre 2011
PPI ₁₂	201,4	Noviembre 2011
IPC ₁₀	409,55	Octubre 2011
IPAL ₁₂	2.417,32	Octubre 2011
D ₁₂	538,85	Noviembre 2011

Las empresas deberán aplicar los índices IPC, IPP, PPI, IPCu, IPAL y D de acuerdo a las condiciones establecidas en el artículo 191° de la Ley.

7.10 Factor de corrección por aportes de terceros (β)

Empresa	β	Empresa	β	Empresa	β
Enxarel	0,990	Luz Andes	0,994	Enxarel	1,000
Hague	0,985	Enxarel	0,997	Luz Andes	1,000
Hecol	0,989	EDIS	0,979	Luzmap	1,000
Unelco	0,984	Cooperel	1,000	Copelco	1,000
Chilgata	0,977	Cooperel	1,000	Codisa	1,000
Uvendi	0,959	Enxarel	0,992	Suezco	1,000
Enxarel	1,000	Suezco	0,993	Copel	1,000
Luzco	0,971	Edelraón	0,985	Luz Osorno	1,000
Chalvino	0,965	Edelraón	0,987	CEH11	1,000
EDC	0,991	Colnet	1,000	Enxarel	1,000
TE-EL	1,000	Luzco	1,000	Suezco	1,000
ELPA	0,980	EDC	1,000		

7.11 Factor de invierno (FI)

En la opción tarifaria BT1, el factor de invierno (FI) dependerá del Sistema Eléctrico en el cual se encuentre el cliente y su valor corresponderá al resultante del siguiente cálculo:

$$FI = \frac{12}{Meses_{op}}.$$

En que:

Meses_{op}: Cantidad anual de meses en que se han definido horas de punta para el Sistema Eléctrico, establecidos de acuerdo a los Decretos de precios de nudo que se fijen semestralmente.

Artículo segundo: En la boleta o factura deberá indicarse el nombre de la subestación primaria de distribución desde la cual el cliente se encuentra abastecido. Para estos efectos se entenderá que la subestación primaria de distribución que abastece al cliente es aquella que presente la menor distancia al punto de suministro. La distancia será medida a lo largo de las líneas eléctricas que puedan permitir la conexión. Las líneas a considerar son las de propiedad del concesionario y, además, las establecidas mediante concesión o que utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan o no normalmente cerrados. Las empresas concesionarias deberán mantener una base de datos actualizada que identifique a cada cliente en su zona de concesión con la subestación primaria de distribución que lo abastece.

En la factura o boleta se identificará separadamente la glosa de los cargos aplicados, su facturación y la suma total facturada, así como los demás cargos que la reglamentación vigente establezca.

Las tarifas del presente decreto son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Las tarifas a que dé lugar la aplicación de las fórmulas tarifarias anteriores deberán aplicarse conforme a lo dispuesto en el artículo 192° de la Ley.

Anótese, tómese razón y publíquese.- Por orden del Presidente de la República, Jorge Bunster Beteley, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica Subsecretaría de Energía.

RECTIFICACIÓN

En la edición del Diario Oficial N° 40.491, de 21 de febrero de 2013, se publicó decreto N° 1T que "FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL Y SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE, CON MOTIVO DE LAS FIJACIONES DE PRECIOS SEÑALADAS EN EL ARTICULO 155° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS"; con el error que se salva a continuación: I Cuerpo, página cinco, primera columna, donde dice "... Núm. 1.- Santiago, 17 de enero de 2013.- Vistos: ..." debe decir "... Núm. 1T.- Santiago, 17 de enero de 2013.- Vistos: ...".

OTRAS ENTIDADES

Banco Central de Chile

TIPOS DE CAMBIO Y PARIDADES DE MONEDAS EXTRANJERAS PARA EFECTOS DEL NÚMERO 6 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES Y CAPÍTULO I.B.3. DEL COMPENDIO DE NORMAS FINANCIERAS AL 2 DE ABRIL DE 2013

	Tipo de Cambio \$ (N°6 del C.N.C.L.)	Paridad Respecto US\$
DOLAR EE.UU. *	472,51	1,0000
DOLAR CANADA	464,79	1,0166
DOLAR AUSTRALIA	492,71	0,9590
DOLAR NEOZELANDES	395,97	1,1933
DOLAR DE SINGAPUR	331,09	1,2399
LIBRA ESTERLINA	719,85	0,6564
YEN JAPONES	5,06	93,3900
FRANCO SUIZO	499,17	0,9466
CORONA DANESA	81,47	5,7998
CORONA NORUEGA	81,27	5,8138
CORONA SUECA	72,59	6,5092
YUAN	76,21	6,2005
EURO	607,34	0,7780
WON COREANO	0,42	1114,5000
DEG	707,88	0,6675

* Tipo de cambio que rige para efectos del Capítulo I.B.3. Sistemas de reajustabilidad autorizados por el Banco Central de Chile (Acuerdo N°05-07-900105) del Compendio de Normas Financieras.

Santiago, 1 de abril de 2013.- Miguel Ángel Nacur Gazali, Ministro de F.º

TIPO DE CAMBIO PARA EFECTOS DEL NÚMERO 7 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES

El tipo de cambio "dólar acuerdo" a que se refiere el inciso primero del N°7 del Capítulo I del Compendio de Normas de Cambios Internacionales fue de \$711,92 por dólar, moneda de los Estados Unidos de América, para el día 1 de abril de 2013.

Santiago, 1 de abril de 2013.- Miguel Ángel Nacur Gazali, Ministro de F.º

Anexo 2. Simulación en Arena y parámetros de simulación

¿Qué es la simulación en Arena?

Arena es un modelo de simulación por computadora que nos ofrece un mejor entendimiento y las cualidades del sistema, ya que además de representar el sistema efectúa automáticamente diferentes análisis del comportamiento.

Arena facilita la disponibilidad del software el cual está formado por módulos de lenguaje siman (lenguaje de simulación). Este programa combina las ventajas de los simuladores de alto nivel con la flexibilidad de lenguajes generales como microsoft, visual basic.

Arena también incluye animaciones dinámicas en el mismo ambiente del trabajo y prevé apoyo integrado, incluyendo gráficas para los diseños estadísticos y analiza aspectos que son parte del estudio.

Parámetros de simulación

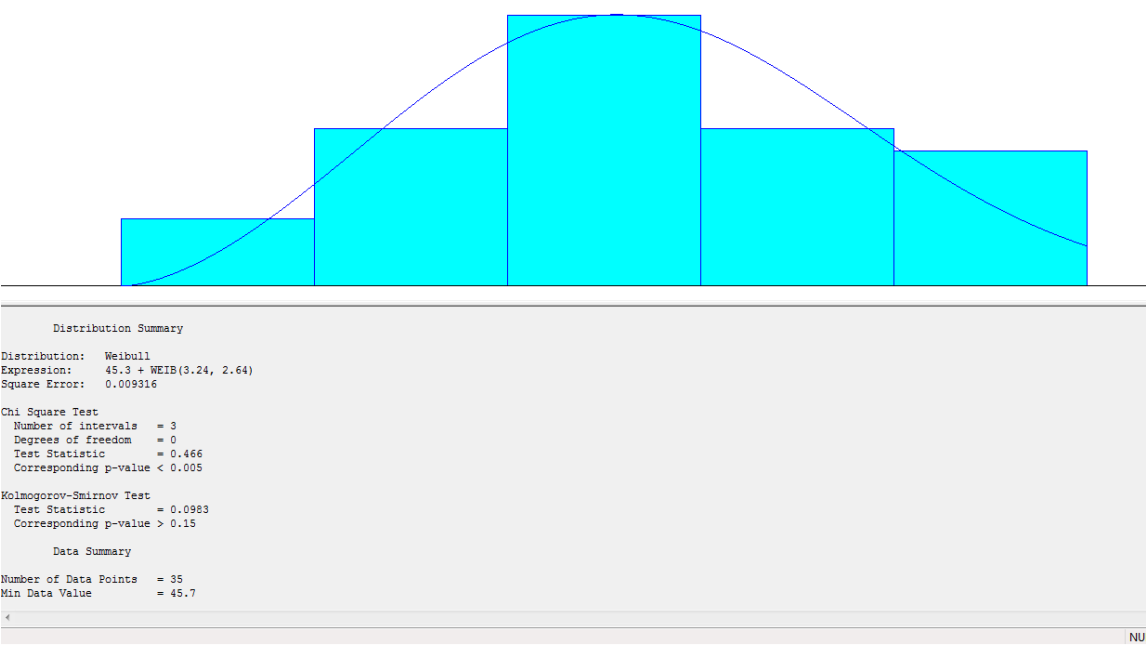
Para determinar los parámetros de simulación, se procedió a tomar una muestra de los tiempos de cada proceso productivo de la empresa, la toma de tiempo consistió desde el momento del ingreso a cada máquina de una carga de ropa (34 kg) hasta el momento de retiro o finalización de cada proceso y luego se procedió a analizar los datos en el software Input Analyzer el cual entregó la distribución más adecuada para cada maquinaria. Para el caso de la calandra “Chicago Laser Go 16” se estimaron los tiempos en relación a la capacidad de producción de la máquina.

A continuación se presentan los datos y análisis de cada proceso productivo.

Tiempos de lavado

Tiempo de lavado (m)	48.1	49.5
45.7	46.3	47.8
48.4	49.6	46.9
47.5	46.9	48.2
49.2	48.2	50.1
50.1	49.9	49.3
48.8	46.8	48.2
47.6	48.2	46.8
48.5	47.9	47.2
50.1	49.2	45.9
47.5	49.3	47.3
47.3	48.7	48.1

Análisis tiempos de lavado



Distribution: Weibull

Expression: 45.3 + WEIB(3.24, 2.64)

Square Error: 0.009316

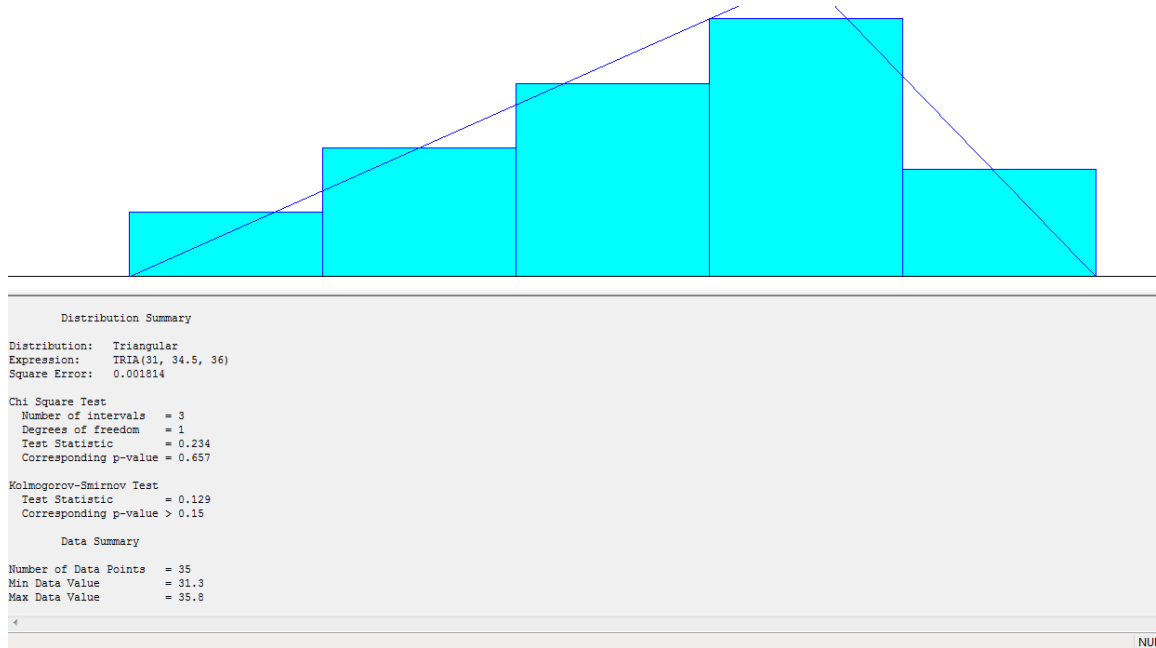
Tiempos de secado

Tiempo de secado (m)
31.5
32.5
35.1
34.5
33.2
34.9
34.1
33.2
32.7
33.3
34.5

35.7
34.9
33.7
34.5
32.3
31.6
34.7
35.8
34.9
32.4
31.3
33.2

34.5
33.5
34.6
33.8
34.6
32.9
33.5
34.3
35.6
35.3
32.2
33.6

Análisis tiempos de secado



Distribution: Triangular

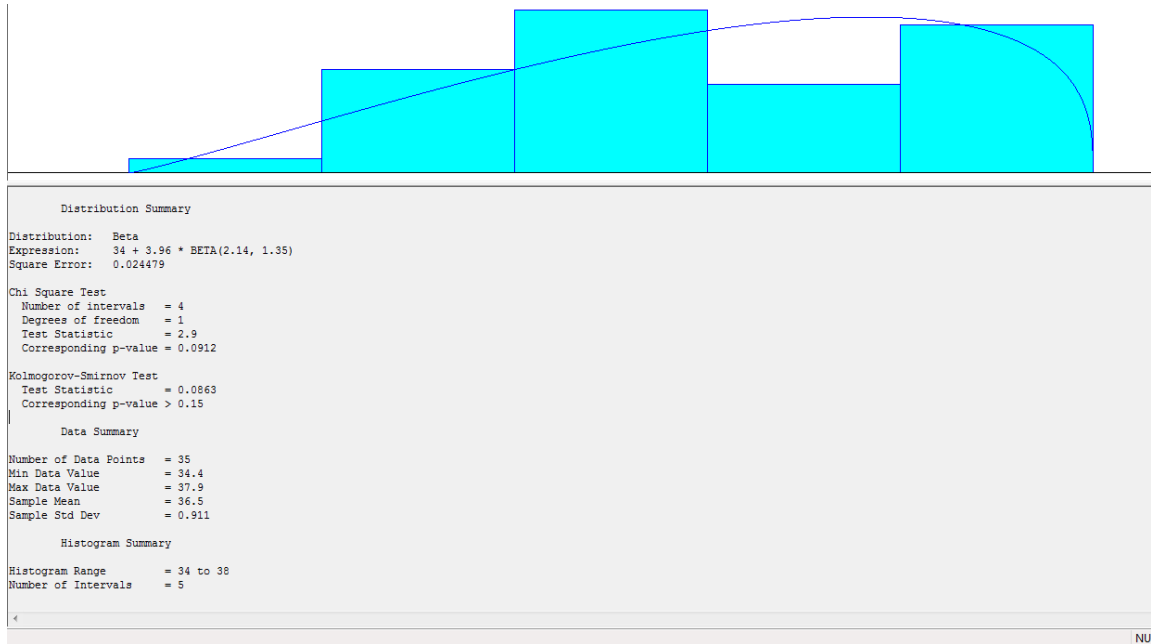
Expression: TRIA(31, 34.5, 36)

Square Error: 0.001814

Tiempos de planchado con calandra actual

Tiempo de planchado (m)		
34.4	35.9	37.8
35.4	36.3	37.9
36.7	35.5	36.3
37.3	36.6	36.4
35.2	35.7	36.2
35.6	35.4	37.3
36.7	35.3	37.5
36.4	36.2	36.6
36.2	36.4	37.8
37.5	37.5	36.9
37.7	37.6	35.3
	35.7	37.2

Análisis tiempo de planchado



Distribution: Beta

Expression: $34 + 3.96 * \text{BETA}(2.14, 1.35)$

Square Error: 0.024479

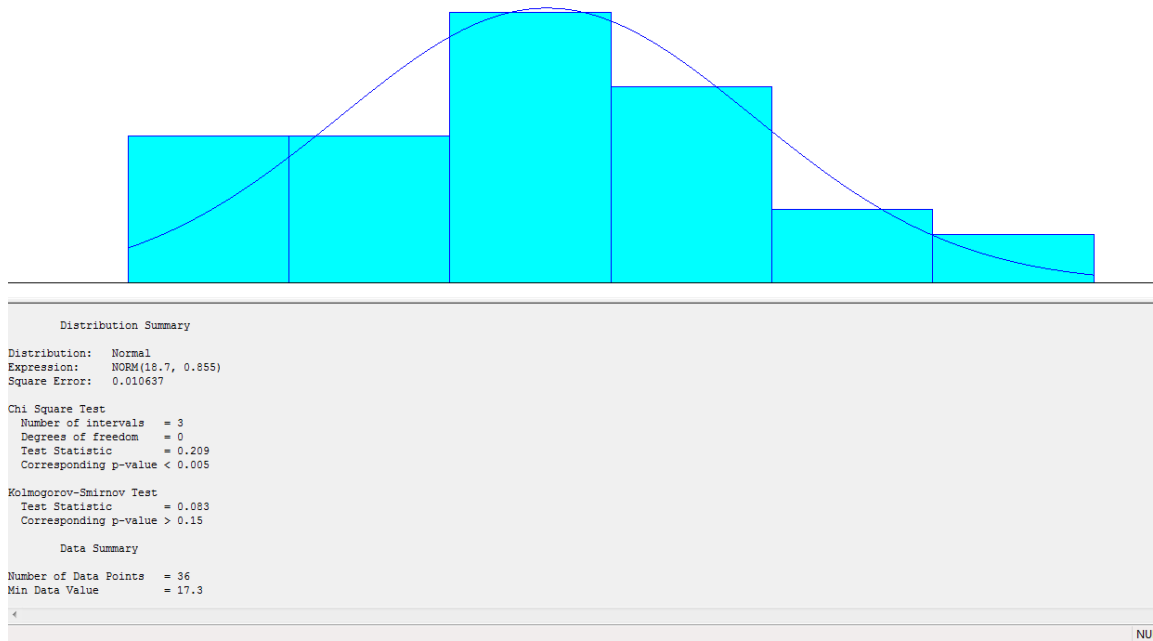
Tiempos de planchado con calandra nueva (Chicago Laser Go 16)

Tiempo de planchado (m)
18.4
19.5
17.5
18.3
18.3
20.5
17.6
19.7
18.3
18.7
17.6
19.3
19.5
17.7
18.8
19.3
18.2

17.3
19.5
18.7
20.8
18.6
18.4
19.3
17.4
19.2
19.6
18.9
18.7
18.3
17.4
18.5
19.7
18.7
19.8

18.4

Análisis de tiempo de planchado

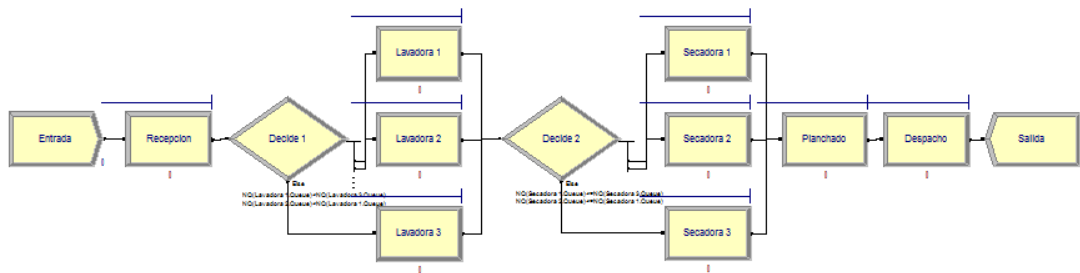


Distribution: Normal

Expression: NORM(18.7, 0.855)

Square Error: 0.010637

Representación grafica de simulación proceso productivo



Anexo 3. Tiempos de espera de maquinarias

Tiempo de espera de maquinarias proceso actual

12:26:16

Queues

octubre 9, 2015

Unnamed Project

Replications: 1

Replication 1

Start Time: 0,00 Stop Time: 112,00 Time Units: Hours

Queue Detail Summary

Time

	<u>Waiting Time</u>
Despacho.Queue	0.00
Lavadora 1.Queue	0.40
Lavadora 2.Queue	0.00
Planchado.Queue	9.52
Recepcion.Queue	0.04
Secadora 1.Queue	0.24
Secadora 2.Queue	0.00

Other

	<u>Number Waiting</u>
Despacho.Queue	0.00
Lavadora 1.Queue	0.50
Lavadora 2.Queue	0.00
Lavadora 3.Queue	0.00
Planchado.Queue	18.94
Recepcion.Queue	0.09
Secadora 1.Queue	0.41
Secadora 2.Queue	0.00
Secadora 3.Queue	0.00

Tiempo de espera de maquinarias con cambio de calandra

12:24:29

Queues

octubre 9, 2015

Unnamed Project

Replications: 1

Replication 1

Start Time:

0,00

Stop Time:

112,00

Time Units: Hours

Queue Detail Summary

Time

	<u>Waiting Time</u>
Despacho.Queue	0.00
Lavadora 1.Queue	0.39
Lavadora 2.Queue	0.00
Planchado.Queue	0.03
Recepcion.Queue	0.05
Secadora 1.Queue	0.23
Secadora 2.Queue	0.00

Other

	<u>Number Waiting</u>
Despacho.Queue	0.00
Lavadora 1.Queue	0.48
Lavadora 2.Queue	0.00
Lavadora 3.Queue	0.00
Planchado.Queue	0.06
Recepcion.Queue	0.09
Secadora 1.Queue	0.40
Secadora 2.Queue	0.00
Secadora 3.Queue	0.00

Anexo 4. Cotización Calandra Laser Go 16



SEÑORES: LAVANDERIA Y LAVASECO EDGARDO VEGA SAN MARTIN E
R.U.T.: 76207177-0
AMAZONAS 618

SANTIAGO
CHILE

Santiago, 20/08/2014

COTIZACIÓN N°: 39684

OPORTUNIDAD N°: 30682

Atte: Sr(a): EDGARDO VEGA

Teléfono: 62474867

E-mail: edgardo12@vtr.net

Estimados Señores:

Según lo acordado, nos es grato cotizarles los siguiente equipos:

COMENTARIOS: VALOR DE EQUIPO PUESTO EN STGO.

Imagen referencial



RODILLO PLANCHADOR CHICAGO MOD: LASER GO 16 FRONT DE 120"

- ORIGEN: *EEUU*
- CAPACIDAD: *14 M/MIN*
- FUNCIONAMIENTO: *GAS*
- POTEN. MAX NOM: *300000 BTU*
- ACCESORIO INCL: *NO APLICA*
- ACCESORIO OPC: *NO APLICA*
- MEDIDAS (FXPXH): *3632 X 965 X 1626 MM*

- CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS:

INDICADOR DE VELOCIDAD Y TEMPERATURA DIGITAL. SISTEMA COMPLETO DE SEGURIDAD CONTRAMANOS Y PARADA DE EMERGENCIA. DIAMETRO DEL RODILLO 400 MM

- PRECIO UNITARIO: *US\$ 23.001 + I.V.A.*
- INSTALACION: *US\$ 632 + I.V.A.*

GARANTÍA Y SERVICIO: Nuestros equipos tienen garantía de 1 año, cuentan con un excelente Servicio Técnico y un amplio stock de repuestos para todos los modelos.

A la espera de sus comentarios, les saluda atentamente,

Juanita Gonzalez Maraboli
Asesor Comercial

Anexo 5. Tarifas Metrogas Diciembre 2014



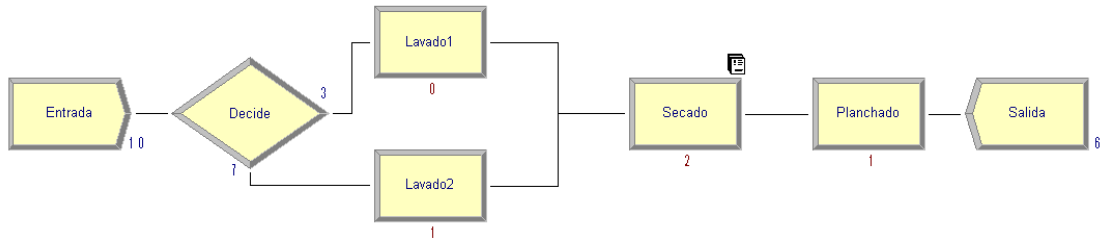
c) Tarifas para Gas Natural Comercial AC-11

Tarifa de Servicio de Gas a Grandes Clientes comerciales.

Tarifas por tramos en M3		
Tramos en M3/(30 días)(1)		Tarifas [\$/M3](2)
Mayor que	Hasta	C/IVA
0	5	998
5	10	790
10	25	789
25	40	530
40	60	258
60	130	564
130	170	564
170	700	564
700	900	551
900	3.500	498
3.500	20.000	474
20.000	40.000	437
40.000	y más	459
Cargo fijo [\$/ Mes] (3)		0
Arriendo de medidor [\$/ Mes] (3)		Ver Servicio Arriendo Medidor GN
Grado de interrupción		2
<p>Notas Vigencia tarifa: a partir del 01 de diciembre 2014. (1): M3 = Unidad de medida que corresponde a metros cúbicos estándar (medidos a 15°C y a una presión de 101,325 kPa), considerando un poder calorífico nominal de 9.300 kcal y un periodo de 30 días. (2): Valores indicados incluyen IVA. (3): Se considera como mes a un periodo de 30 días.</p>		

Anexo 6. Simulación de procesos para determinación de máquinas necesarias

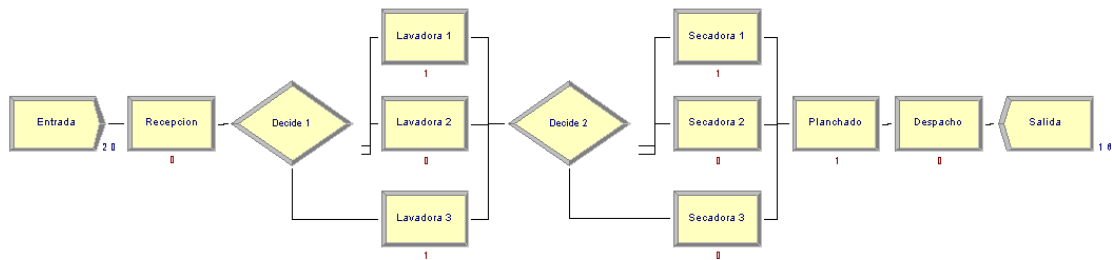
Representación gráfica de proceso productivo horario punta



Cargas producidas proceso productivo horario punta

Number In		Average	Half Width	Minimum Average	Maximum Average		
Entity 1		10.0000	0,00	10.0000	10.0000		
Number Out		Average	Half Width	Minimum Average	Maximum Average		
Entity 1		6.0000	0,00	6.0000	6.0000		
WIP		Average	Half Width	Minimum Average	Maximum Average	Minimum Value	Maximum Value
Entity 1		3.9518	< 0,01	3.7507	4.1981	0.00	6.0000

Representación gráfica de proceso productivo fuera de horario punta



Cargas producidas proceso productivo fuera de horario punta

Number In		Average	Half Width	Minimum Average	Maximum Average		
Entity 1		20.9444	0,15	20.0000	22.0000		
Number Out		Average	Half Width	Minimum Average	Maximum Average		
Entity 1		16.4167	0,07	16.0000	17.0000		
WIP		Average	Half Width	Minimum Average	Maximum Average	Minimum Value	Maximum Value
Entity 1		4.4026	< 0,01	4.2290	4.5987	0.00	7.0000

Anexo 7. Especificaciones técnicas celdas de combustible

Especificaciones técnicas FCgen-1020ACS



FCgen-1020ACS

Ballard Power Systems offers an air-cooled, scalable proton exchange membrane fuel cell stack suitable for a wide range of light duty applications where durability, reliability and a simplified balance of plant are key requirements.

The FCgen-1020ACS fuel cell has been engineered to incorporate advanced open cathode technology and state of the art self-humidifying membrane electrode assemblies. These features completely eliminate the need for humidification systems and simplify system integration. The result is a simple, low cost design delivering reliable operation over a wide range of challenging conditions.

With no moving parts and high efficiency, the FCgen-1020ACS produces clean DC power with a low thermal and acoustic signature. The FCgen-1020ACS stack can be scaled to meet power requirements from 450W to 3kW and integrated into various end user applications.

FCgen-1020ACS fuel cell product is available in a number of cell configuration options.

Please contact us for product availability and pricing.

PRODUCT SPECIFICATIONS

Type:	PEM (Proton Exchange Membrane) fuel cell stack	
Typical Performance: ¹	Rated Power	43 W/cell
	Rated current	65 Amps
	DC voltage	660 mV/cell
Fuel:	Hydrogen	99.95% or better
	Fuel supply pressure	0.16 to 0.56 bar g
	Fuel flow rate	~0.5 slpm/cellP
Oxidant/Coolant:	Coolant	Air
	Coolant flow rate	~50 slpm/cellP
Temperatures:	Operating temperature	-40°C to 52°C
	Start up temperature	≥ -10°C to 52°C
Physical Characteristics: (56-cell stack)	Length x width x height	363 x 103 x 351 mm
	Mass	11.0 kg
Product Certification	CAN/CSA-C22.2 No. 63282-2 Fuel Cell Modules	

NOTE: Specifications are subject to change without notification.

1. Performance specifications at lab ambient conditions (20°C, 30% relative humidity)
2. At rated power.



Specifications and descriptions in this document were in effect at the time of publication. Ballard Power Systems, Inc. reserves the right to change specifications, product appearance or to discontinue products at any time (05/2015)

Ballard®, Ballard®, Powered by Ballard®, FCgen® and FCvelocity® are trademarks of Ballard Power Systems Inc.
SPCS101559-04

Ballard Power Systems, Inc.
9000 Glenlyon Parkway
Burnaby, British Columbia
Canada, V5J 5J8

TEL: (+1) 604.454.0900
FAX: (+1) 604.412.4700

www.ballard.com

Especificaciones técnicas FCvelocity-9SSL



PRODUCT SPECIFICATIONS

Rated Power [kW] ¹	3.8	4.8	10.5	14.3	17.2	21.0
DC voltage (at 300A) ²	12.8	16.0	35.0	48.0	57.4	70.2
Mass (with no coolant) [kg]	7.1	7.2	10.7	13	15	17
Stack core length [mm]	92	104	174	220	255	302
Stack core width [mm]	760	760	760	760	760	760
Stack core height [mm]	60	60	60	60	60	60

Type:	PEM (Proton Exchange Membrane) fuel cell stack	
Performance:	Maximum current	300A
	Shock and vibration	Automotive ³
Fuel:	Fuel composition (pre-humidification)	> 95% H ₂ ⁴
Oxidant:	Oxidant composition (pre-humidification)	Compressed ambient (filtered to remove particulates)
Stack Temperatures:	Storage temperature ⁴	-40 to 60° C (-40 to 140° F)
	Start-up temperature	> 2° C (> 36° F)
	Fluid Inlet temperature (operating)	2 to 68° C (36 to 154° F) ¹
	External ambient temperature (operating)	-25 to 75° C ⁴ (-13 to 167° F) ⁴

Additional information available upon request.

- Values achieved at Ballard-specified conditions at the beginning of operational life.
- Vibration 5g, shock USABC/SAE, CANADA No. SC911417 USABC 10. Shock: 5g, sections of EC 60068-2-27 Ix and EC 60068-2-29 Iy.
- As purely as per SAE specifications D719 with exceptions.
- Allowable temperature following approved Ballard dry out procedure only, without dry out procedure +2-60C.

FCvelocity-9SSL

Ballard Power Systems offers a proton exchange membrane (PEM) fuel cell stack based on our proven, fourth generation transportation stack technology.

Available now to customers with fuel cell stack integration capabilities, the FCvelocity-9SSL is designed to perform in rugged conditions and is scalable depending upon customer requirements. Stacks are available in power increments from approximately 4 to 21 kilowatts.

The FCvelocity-9SSL provides stable electrical power to a system over a wide range of operating and environmental conditions. A liquid-cooled, hydrogen-fueled product, the FCvelocity-9SSL uses Ballard's standard fuel cell components.

Suitable for motive applications, the FCvelocity-9SSL features fast, dynamic response, robust and reliable operation and durable packaging.

The FCvelocity-9SSL establishes a new standard of performance by optimizing reliability, power density and compatibility with customer system requirements.

Please contact us for product availability and pricing.

Specifications and descriptions in this document were in effect at the time of publication. Ballard Power Systems, Inc. reserves the right to change specifications, product appearance or to discontinue products at any time (04/2011)

Ballard, Ballard®, Powered by Ballard®, FCgen® and FCvelocity® are trademarks of Ballard Power Systems Inc. 2FC5101006-0K

Ballard Power Systems, Inc.
9000 Glenlyon Parkway
Burnaby, British Columbia
Canada, V5J 5J8

TEL: (+1) 604-454-0900
FAX: (+1) 604-412-4700

www.ballard.com

Especificaciones técnicas Clear Edge 5



PureCell System Benefits

Energy security

proven, continuous generation that is establishing a new level of durability

Energy productivity

increased efficiency that is reducing energy costs

Energy responsibility

clean operation that is driving greener customer facilities

PureCell System Competitive Advantages

Continuous power

triple-redundant power architecture™ for continuous power to critical loads

High efficiency

combined heat and power system with up to 90% overall efficiency

Modular and scalable

systems can be clustered to meet growing energy demands

Experience

most knowledgeable and experienced team in the industry

World-class reliability

unparalleled cell stack life and fleet availability, leading to the lowest overall O&M costs

Proactive Service

24/7 remote monitoring and proactive maintenance based on real-time system analysis

Small footprint

high power density takes less space on site

Flexible siting

indoor, outdoor, rooftop, multi-unit

Rated Power Output: 5 kW, 120/240 VAC, 50/60 Hz

Characteristic	Performance ¹
Electric Power Output	5 kW
Electrical Efficiency	40%, LHV
Peak Overall Efficiency	90%, LHV
Gas Consumption	47,400 Btu/h, HHV (13.9 kW)
Gas Consumption ²	46.2 SCFH (1.24 Nm ³ /h)
Heat Output @ 130°F	21,000 Btu/h (6.2 kW)
Heat Temp Rise @ 2 gpm flow	21°F (12°C)

Notes

1. Average performance during 1st year of operation.
2. Based on natural gas higher heating value of 1025 Btu/SCF (40.4 MJ/Nm³).
3. Fuel cells are exempt from air permitting in many U.S. states.
4. Includes CO₂ emissions savings due to reduced on-site boiler gas consumption.



Fuel

Supply..... Natural Gas
Inlet Pressure..... 7 to 14 in. water (1.7 - 3.5 kPa)

Emissions ³

NOx..... < 3 ppm
CO..... < 10 ppm
VOC..... < 1.3 ppm
SO₂..... Negligible
Particulate Matter..... Negligible
CO₂ (electric only)..... 1,100 lbs/MWh (500 kg/MWh)
(with full heat recovery ⁴)..... 492 lbs/MWh (224 kg/MWh)

Other

Ambient Operating Temp..... -40°F to 122°F (-40°C to 50°C)
Sound Level..... 60 dBA @ 3 ft. (1 m)
Water Consumption/Discharge..... None (normal operating conditions)
Seismic..... Design Category E, Site Class D

Codes and Standards

ANSI/CSA FC1-2004: Stationary Fuel Cell Power Systems
UL1741: Inverters for Use With Distributed Energy Resources



System Dimensions

Shown with integrated cooling unit.

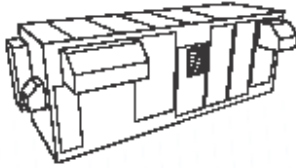


Multi-Unit Capability

For increased energy output, individual power plants can be arranged side-to-side and back-to-back to minimize site footprint. The nine-unit layout below represents one option.

No. of Units	Electric Output	Heat Recovery	Fuel Consumption	Site Area
	kW	Btu/h (kW)	Btu/h, HHV (kW)	ft ² (m ²)
2	10.0	42,000 (12.3)	94,800 (27.8)	70 (6.5)
3	15.0	63,000 (18.5)	142,200 (41.7)	100 (9.3)
4	20.0	84,000 (24.6)	189,600 (55.6)	100 (9.3)
5	25.0	105,000 (30.8)	237,000 (69.4)	130 (12.1)
6	30.0	126,000 (36.9)	284,400 (83.3)	150 (13.9)

Celda combustible Pure Cell 400



PureCell

Model 400
FUEL CELL SYSTEM

PURECELL® SYSTEM BENEFITS

Energy security

proven, continuous generation that is setting durability records

Energy productivity

Increased efficiency that is reducing energy costs

Energy responsibility

clean operation that is driving greener customer facilities

PURECELL SYSTEM COMPETITIVE ADVANTAGE

Long life

Industry best, 10-year cell stack life assures high availability and low service cost

High efficiency

up to 90% overall efficiency

Modular and scalable

systems can be clustered to meet growing energy demands

Experience

most knowledgeable and experienced team in the industry

Grid-Independence

proven performance in providing power when the utility grid fails

Load-following

can modulate power output to match building needs

Small footprint

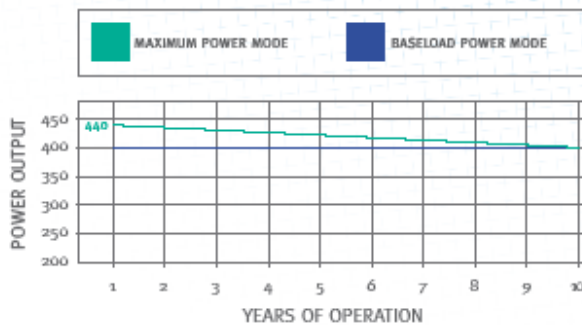
high power density takes less space on site

Flexible siting

Indoor, outdoor, rooftop, multi-unit

RATED POWER OUTPUT: 440KW, 480VAC/60HZ

Characteristic	Units	Operating Mode	
		Maximum Power *	Baseload Power *
Electric Power Output	kW/kVA	440/440	400/471
Electrical Efficiency	%, LHV	41%	42%
Peak Overall Efficiency	%, LHV	90%	90%
Gas Consumption	MMBtu/h, HHV (kw)	4.06 (5,499)	3.60 (5,250)
Gas Consumption †	SCFH (Nm³/h)	3,961 (506.0)	3,515 (54.0)
High Grade Heat Output ① up to 250°F	MMBtu/h (kw)	0.76 (223)	0.64 (288)
Low Grade Heat Output ② up to 140°F	MMBtu/h (kw)	0.99 (298)	0.88 (268)



FUEL

Supply Natural Gas
Inlet Pressure 10 to 14 in. water (25 - 35 mbar)

EMISSIONS 3-4

NOx 0.01 lbs/MWh (0.004 kg/MWh)
CO 0.02 lbs/MWh (0.009 kg/MWh)
VOC 0.02 lbs/MWh (0.009 kg/MWh)
SO_x Negligible
Particulate Matter Negligible
CO₂ (electric only) 1,049 lbs/MWh (476 kg/MWh)
(with full heat recovery) 495 lbs/MWh * (225 kg/MWh)

OTHER

Ambient Operating Temp. -20°F to 104°F
(-29°C to 40°C)
Sound Level <65 dBA @ 33 ft. (10m)
Water Consumption None
(up to 82°F (28°C) Ambient Temp.)
Water Discharge None
(Normal Operating Conditions)

CODES AND STANDARDS

ANSI/CSA FC-2012: Stationary Fuel Cell Power Systems
UL1741: Inverters for Use With Distributed Energy Resources

NOTES

1. Average performance during 1st year of operation. Refer to the Product Data and Applications Guide for performance over the operating life of the powerplant.
2. Based on natural gas higher heating value of 1025 Btu/SCF (40.4 MJ/Nm³)
3. Emissions based on 400 kW operation.
4. Fuel cells are exempt from air permitting in many U.S. states.
5. Includes CO₂ emissions savings due to reduced on-site boiler gas consumption.



