

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELÉCTRICA



TESIS

**“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN
EN LA PLANTA INDUSTRIAL LA CALERA”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
ELECTRICISTA**

AUTORES:

ALVIZURI CISNEROS ESTUARDO

Handwritten signature of Alvizuri Cisneros Estuardo.

HUISA PIMENTEL OTTO MIULER

Handwritten signature of Huisa Pimentel Otto Miuler.

JAUREGUI RAMIREZ JOSE PELAGIO

Handwritten signature of Jauregui Ramirez Jose Pelagio.

CALLAO, AGOSTO, 2018

PERÚ

ÍNDICE

DEDICATORIA...	8
AGRADECIMIENTO...	9
RESUMEN	10
ABSTRACT.....	11
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	12
1.1 Problemática	12
1.2 Formulación del problema	12
1.3 Objetivos	12
1.3.1 Objetivo General.....	12
1.3.2 Objetivos Específicos	12
1.4 Justificación.....	13
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	14
2.2 Fundamentos de la Cogeneración.....	17
2.3 Sistemas de Cogeneración.....	20
2.3.2. En base al primer motor (primotor)	21
2.3.2.4 Sistema de Cogeneración con bomba de calor.....	28
CAPITULO III: CÁLCULOS Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	57
3.1 Características técnicas.....	58
3.2 Cálculo de la producción de vapor (por generador).....	59
3.3 Análisis del consumo eléctrico por mes	62
3.3.1 Cálculo de la energía activa	62
3.3.2 Cálculo de la energía reactiva	63
3.4 Análisis de las condiciones actuales en diciembre del 2015	65
3.5 Facturación mensual de compra de electricidad a ElectroDunas.....	66
3.5.1 Potencia de Generación Máxima (Punta o Factor de planta).....	67
3.5.2 Cálculo de los US\$/MWh	68
3.6 Facturación mensual compra de gas natural a Contugas.....	69
3.7 Cálculo de los MWh.....	72
3.8 Costo de Calor.....	72

3.9 Hipótesis.....	73
3.10 Metodología.....	73
3.10.1 Diagnostico	73
3.10.2 Programa de implantación	73
3.10.3 Planificación	73
3.10.4 Integración de la documentación	74
3.11 Estudio de mercado	74
3.12 Estudio técnico	75
3.13 Ubicación del proyecto.....	78
CAPITULO IV: EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA.....	79
4.1 Inversión.....	79
4.2 Análisis de tarifas en autogeneración	80
4.2.1 Anualidad de la inversión en generadores eléctricos a GN con autogeneración. ...	80
4.2.2 Gastos en operación y mantenimiento eléctricos.....	80
4.2.3 Gastos en servicios de operación continua con generadores eléctricos.....	81
4.2.4 Gastos de mantenimiento preventivo de los generadores	81
4.2.5 Overhaul.....	82
4.3 Gasto total de la anualidad en operación y mantenimiento.....	83
4.4 Análisis de tarifas en cogeneración	83
4.4.1 Anualidad de la inversión en generadores eléctricos a GN con cogeneración	84
4.4.2 Gastos en mantenimiento de intercambiador de calor.....	84
4.5 Suministros eléctricos	86
4.6 Costo por MWh – Media todos los Suministros	88
4.7 Estructura del Costo por MWh.....	88
4.8 Situación Actual	89
4.9 Comparación de Alternativas	90
4.10 Variables.....	90
4.10.1 Variables independientes.....	90
4.10.2 Variables dependientes.....	90
4.11 Indicadores	90
4.12 Propuesta	91
4.13 Efecto en Fábrica de Cartón	92

4.14	Resultados	92
4.15	Contrastación de hipótesis con los resultados	93
4.16	Conclusiones y Recomendaciones	93
4.17	Bibliografía	94
4.18	ANEXOS.	94
	MATRIZ DE CONSISTENCIA.	95
	PLANO DE UBICACIÓN.....	96
	PLANO DE SITUACION PROYECTADA.....	97
	PLANO DE DISTRIBUCION CARTON.	98
	PLANO DE EQUIPO DE REGULACION Y MEDIDA	99

II. INDICE DE IMAGENES:

2.1: La Chimenea voladora o Smokejack.....	15
2.2: Generación conjunta de calor y electricidad útil a partir de un combustible.....	19
2.3: Sistema de turbina de gas (no existe cogeneración).....	22
2.4: Sistema de cogeneración con turbina de gas.....	23
2.5: Sistema de cogeneración con ciclo combinado.....	24
2.6: Diagrama de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado a condensación.....	25
2.7: Diagrama de un sistema de cogeneración con turbina de vapor.....	26
2.8: Diagrama de cogeneración con Motor a gas o Diesel.....	27
2.9: Diagrama de un sistema de Bomba de calor.....	28
2.10: Esquema de un sistema de refrigeración por absorción simple.....	30
2.11: Motor de combustión interna o endotérmico.....	33
2.12: Fases de un motor de cuatro tiempos.....	36
2.13: Fases de un motor de 2 tiempos.....	38
2.14: Elementos principales de una Turbina a Gas.....	40

II. INDICE DE TABLAS

2.1: Ventajas y desventajas en las Tecnologías de Cogeneración.....	45
2.2: Potencial Tecnológico de Cogeneración en el Perú al 2008.....	47
2.3: Potencial tecnológico y efectivo de la cogeneración en los sectores.....	48
económicos, utilizando Gas Natural	
2.4: Legislación de la Cogeneración, en el Perú.....	49
3. Características técnicas de la caldera.....	58
4. Características técnicas del generador Gamma HGM560.....	58
5. Características del intercambiador de calor.....	58
6. Características de los gases de escape del generador.....	58
7. Características de consumo de gas natural de la planta en mes.....	59
8. Consumo de gas natural en mes típico.....	60
9. Consumo de gas natural de los secadores.....	61
10. Producción de vapor en los generadores.....	62
11. Consumo eléctrico planta La Calera diciembre 2015.....	63
12. Análisis de máxima demanda La Calera diciembre 2015.....	64
13. Análisis de venta en planta La Calera diciembre 2015.....	64
14. Análisis de la demanda eléctrica y gas natural.....	66
15. La calera (diciembre 2015).....	66
16. Molino (diciembre 2015).....	66
17. Cartón (diciembre 2015).....	67
18. Agroindustrial (diciembre 2015).....	67
19. Facturación de compra eléctrica (diciembre 2015).....	68
20. Precio medio y facturación mensual.....	69
21. Facturación de compra eléctrica y gas natural (diciembre 2015).....	70
22. Tarifas aplicadas de gas natural por parte de la empresa CONTUGAS.....	70
23. Resumen de consumo eléctrico y gas natural.....	71
24. Compra y venta de electricidad y gas natural(diciembre 2015).....	72
25. Costo de electricidad y costo de calor.....	72
III. Contrato con Electro Dunas.....	76
IV. Consumo Eléctrico-abril 2016.....	76
26. Compra y venta de electricidad y gas natural.....	79
27. Compra y venta de electricidad y gas natural.....	79
28. Compra y venta de electricidad y gas natural.....	84
29. Compra y venta de electricidad y gas natural.....	85
30. Compra y venta de electricidad y gas natural.....	85
31. Compra y venta de electricidad y gas natural.....	88
32. Compra y venta de electricidad y gas natural.....	89
33. Compra y venta de electricidad y gas natural.....	90
34. Resultados - Autogeneracion.....	92
34. Resultados - Cogeneracion.....	92

DEDICATORIA

A nuestros padres y profesores, por su constante e incondicional apoyo en nuestra formación profesional y personal.

AGRADECIMIENTO

A todos nuestros amigos y profesores que nos acompañaron en este proceso de aprendizaje y que con sus experiencias nutrieron nuestro futuro profesional.

A nuestro asesor de tesis, el maestro Hugo Llacsá Robles por su apoyo y asesoría en nuestro trabajo de investigación, que nos permitió culminar con el proyecto que nos trazamos y de esta manera seguir en nuestra senda hacia la excelencia personal y profesional.

RESUMEN

La presente tesis nace de la necesidad de la empresa agroindustrial la calera de implementar un sistema de generación eficiente y a la vez económica, lo cual le permitiría cambiar su régimen de cliente libre consumidor de energía a ser un cliente productor de energía para sus procesos de fabricación de cartón y otros así también inyectar su excedente al sistema interconectado nacional; para ello implemento un sistema de cogeneración con el cual aprovecharía de mejor manera la energía en sus diversos procesos agroindustriales que en la que opera.

Para ello Desarrollaron un proyecto de cogeneración con gas natural para reducir la facturación de energía, para lo cual se implementará una central de cogeneración, que operará sincronizada con el sistema de distribución de Electro Dunas S.A., mediante una celda automática de sincronización.

De esta manera se evita la emisión de gases de efecto invernadero, ya que este sistema es eco amigable y a la vez permite aprovechar de manera eficiente la energía, con esto sus costos de producción y consumo de energía son más eficientes y así generan una operación más económica y respetuosa del medio ambiente.

ABSTRACT

This thesis is born from the need of the agroindustry company to implement an efficient and economical generation system, which would allow it to change its regime from a free customer to an energy consumer to be an energy producer for its manufacturing processes cardboard and others also inject their surplus to the national interconnected system; for this purpose, I implement a cogeneration system with which I would make better use of energy in its various agroindustry processes than in the one in which it operates.

For this purpose, they developed a cogeneration project with natural gas to reduce energy billing, for which a cogeneration plant will be implemented, which will operate synchronized with the distribution system of Electro Dunas S.A., through an automatic synchronization cell.

In this way the emission of greenhouse gases is avoided, since this system is eco-friendly and at the same time it allows energy to be used efficiently, with this its production and energy consumption costs are more efficient and thus generate a more efficient operation. economical and respectful of the environment.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 Problemática

El Fundo La Calera tiene un consumo de energía mensual de 1024 MWh, con un costo promedio de energía de 309 S./MWh incluyendo la componente de generación, peaje de transmisión y el pago de la distribución.

1.2 Formulación del problema

1.3.1 Problema General

¿Será posible que en la fábrica La Calera se pueda ahorrar el consumo de energía eléctrica y a pesar de ello poder obtener la condición de cliente libre?

1.3.2 Problema Especifico

¿Utilizando un sistema de Cogeneración Eléctrica en la empresa La Calera podremos abastecer a la empresa, obtener la condición de cliente libre y poder obtener un excedente de energía eléctrica?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Desarrollar un proyecto de cogeneración con gas natural para reducir la facturación de energía al Fundo La Calera, para lo cual se implementará una central de cogeneración, que operará sincronizada con el sistema de distribución de Electro Dunas S.A., mediante una celda automática de sincronización.

1.3.2 Objetivos Especifico

- Evaluar las condiciones de demanda de Fundo La Calera actual y proyectada, a efecto que las opciones que disponga sean mejores condiciones de precio respecto a la actual, fijado en función al precio regulado a cliente final en media tensión.
- Evaluar técnica y económicamente las opciones de autogeneración y/o compra de energía al sistema, teniendo en cuenta la demanda actual y proyectada.

1.4 Justificación

A. Social.

El proyecto generará puestos de trabajo en cuanto a su implementación y además contribuirá con el desarrollo de la población que se ve vinculada a los beneficios tanto económicos como energéticos de la planta La Calera.

B. Económico.

Como parte del proceso de optimización de la producción se considera aplicar las medidas de promoción para la generación distribuida, siendo así que conforme al art. 2 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para los suministros MT de la referencia, la empresa La Calera ha decidido optar por la categoría de Usuario Libre de Electricidad, complementada con co-generación a gas natural para mejorar el perfil de tensiones en el alimentador MT, además de la posibilidad de venta excedentes de energía hacia Electro Dunas S.A.A.

C. Ambiental.

El proyecto contempla el uso de dos generadores de energía que funcionan a gas, lo cual permitirá disminuir las emisiones de gases contaminantes al medio ambiente.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Cogeneración.

La patente de cogeneración fue adquirida en 1784 por Wood Thomas Sutton. En sus comienzos la cogeneración se utilizaba para economizar procesos, todo ello como algo característico del siglo XIX donde se buscaba dosificar el consumo de combustible y obtener un alto índice de rendimiento.

En tiempos más recientes se suma el interés del cuidado del medio ambiente con la reducción del uso de combustibles, lo cual ha hecho que la cogeneración sea un punto importante en las estrategias globales ambientales, por otro lado, las centrales generadoras y la generación distribuida continúan creando un mercado sólido para este tipo de tecnología.

La chimenea de Jack o la chimenea voladora, es la forma más anticuada de producción de potencia y calor, su uso tiene inicios en el Tíbet, este método era usado para mover ruedas de oraciones en las ceremonias religiosas.

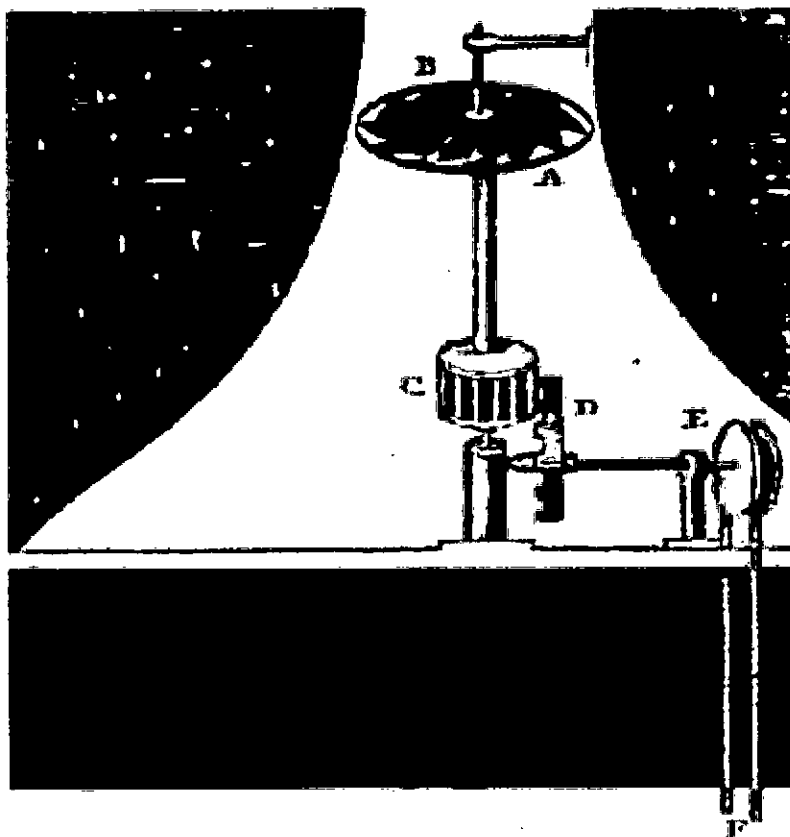
Este comenzó a usarse en Europa después de la captura de los esclavos tártaros iniciando el siglo XIV (Ver Figura 2.1). Alrededor del año 1480 Leonardo da Vinci hizo unos trazos del sistema llamado smokejack.

Montaigne (1580), John Evelyn (1675) y Benjamín Franklin (1758) realizaron comentarios variados respecto de las smokejacks, refiriéndose a estos dispositivos como molinos de viento pequeños cuya instalación se encuentra al interior de una chimenea, cuyo movimiento es resultado del uso de gasees calientes. Era rotatorio el trabajo que generaba, dicho movimiento era aprovechado en un torno. El régimen de funcionamiento, la cantidad de movimiento dependía de la velocidad, del diseño de las aspas y de parámetro relacionados con la masa y flujo de aire caliente, la potencia entregada por este sistema era

aproximadamente de 1 dog-power (un perro de potencia). Los perros de potencia hacen alusión a que ellos comúnmente fueron usados para mover asadores y otro tipo de aparatos que requerían de movimientos rotatorios, el aspecto del sistema era el de una rueda gigante para hámster.

En la primera mitad del siglo XX antes que se hiciera uso de la electricidad; en norte américa algunas granjas aun hacían uso de equipos parecidos en los que se utilizaba el apoyo de los trabajadores de las granjas para dar impulso a la carga de trabajo pesado.

Figura 2.1: La Chimenea voladora o Smokejack



Fuente: Cruz Merlos Jorge Arturo

Uno de los comentarios realizados por Franklin, era que la smokejack presentaba la posibilidad de ser movida por tiro natural de los gases de una chimenea, en circunstancias apropiadas, es de ahí que surge la idea más reciente en el uso de un gran tiro de chimenea natural para gases de turbina.

Charles Busby en 1832, utilizó la chimenea voladora para hacer circular agua por unas tuberías y lograr calentar y enfriar el aire al interior de los edificios, moviendo una bomba.

No se sabe si la patente de Busbys hubiera sido un éxito si solamente se hubiera utilizado la cantidad apropiada de gases calientes a través de la chimenea.

A finales de siglo XIX, la chimenea voladora fue una forma moderna de turbinas de aire caliente. Hoy en, podemos decir que las turbinas de gas basaron su existencia en las turbinas de aire caliente; como ejemplo actual tenemos la turbina de aire caliente.

El uso de la cogeneración fue aplicado en la década de 1960 y a inicios de 1970, fue a fines de 1970 que fue notoria la necesidad de preservar los recursos energéticos.

Se avalaron leyes que fomentaban el desarrollo de instalaciones que utilizaban cogeneración como fue el caso de Norte America.

En 1978 políticas como (PURPA) dieron pie a esta tecnología, dicha medida permitía la conexión de a la red de servicios públicos para poder vender y comprar energía eléctrica a precios justos. Fue de esta forma que la capacidad de cogeneración se incrementó en Estados Unidos de modo acelerado.

Caso contrario, en esos tiempos en Europa, la cogeneración no fue vista como una nueva tecnología, por lo que "Thermie"(programa de energía de la Comunidad Europea) no avalo su desarrollo. Con dicho programa, el 40% del costo de los proyectos se financiaba por el gobierno de la comunidad europea, Italia y Dinamarca optaron por adoptar políticas

independientes. El 27,5% de la energía eléctrica en Dinamarca era producto de la cogeneración. En Italia se lograba cubrir hasta el 30% del costo de la construcción de nuevas instalaciones para cogeneración, dichos costos se lograban financiar gracias a facilidades, préstamos que se ofrecían en dicho país.

Actualidad la cogeneración de energía ha tomado mucha protagonismo y desarrollo a nivel mundial, la generación de trabajo para llevar a cabo dichos proyectos, el alza de los precios de los combustibles.

Actualmente la importancia a nivel mundial de la cogeneración de energía y los proyectos que se realizan en el mundo ha impulsado su notable desarrollo, entre algunas de las causas de dicho desarrollo podemos nombrar el alza de los precios de los combustibles, el avance de la tecnología en energías renovables y las políticas de protección del medio ambiente, que incluye la reducción de emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

2.2 Fundamentos de la Cogeneración.

Podemos definir la cogeneración como una secuencia productiva de energía eléctrica y/o mecánica y un sobrante de energía térmica la cual se puede aprovechar en dichos procesos industriales, gracias al uso de una misma fuente de energía.

Actualmente es una de las mejores opciones de conservación de energía en la industria, pues su principio de funcionamiento es acorde a las políticas que apuntan a nivel global a lograr un desarrollo económico y sostenible. El concepto de cogeneración está ligado con la generación de dos o más formas de energía de manera simultánea, por lo general se genera energía eléctrica y calor, aunque también puede considerarse la generación de energía mecánica y calor (y/o) frío.

El hecho de producir energía de manera simultánea implica la cercanía de la planta generadora, lo cual no ocurre en los sistemas convencionales de generación eléctrica en centrales termoeléctricas donde también se genera calor, pero el calor es expulsado al medio ambiente.

Tener presente que según los principios de la termodinámica en todo proceso térmico de generación de electricidad se debe expulsar de manera obligatoria cierta cantidad de calor, por el hecho tal que no todo el calor absorbido puede ser transformado en trabajo, no obstante, a contraposición de estos principios, la cogeneración busca no perder esta gran cantidad de energía calorífica.

El funcionamiento de la cogeneración se fundamenta en un principio básico: La generación de electricidad produce calor, el calor es retenido en los equipos destinados para la cogeneración, dicho calor es empleado para suministrar agua caliente, vapor, calefacción, inclusive dicho calor se puede ser aprovechada para enfriamiento gracias al uso de la tecnología adecuada. De este modo, lo que por lo general se deshecha se convierte en un producto utilizable.

La cogeneración presenta como mayor atractivo su alto rendimiento, pues en dicho proceso se logra aprovechar tanto calor como energía mecánica o eléctrica, en un solo procedimiento a diferencia del uso de una central eléctrica convencional, en cuanto a requerimientos eléctricos se refiere y una caldera de vapor por separado para la demanda de vapor.

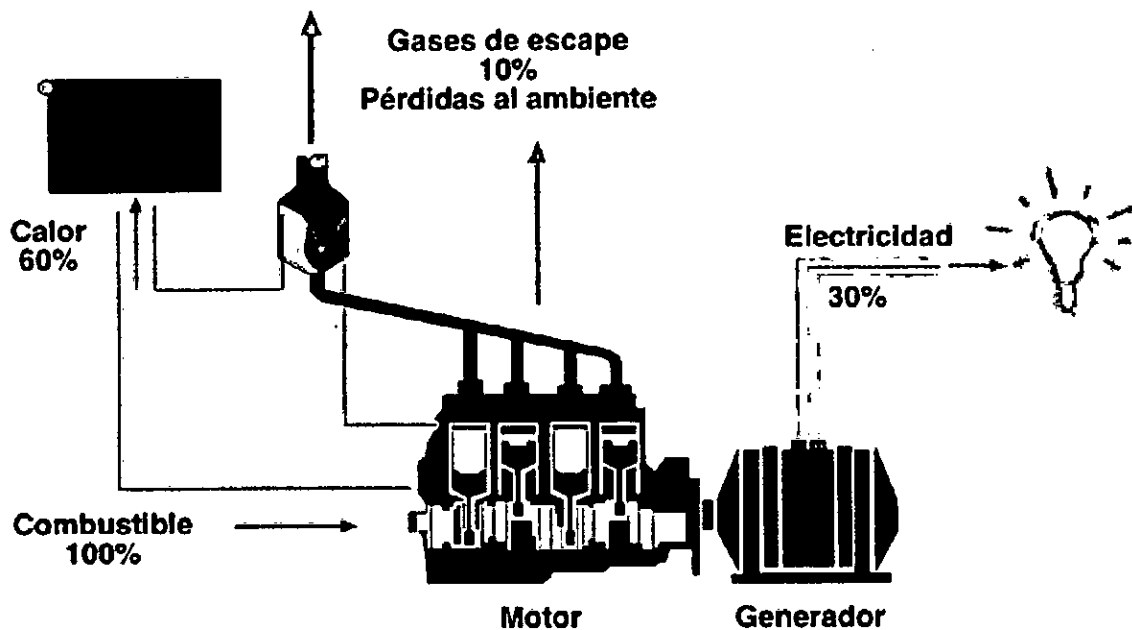
El incremento de costos de la electricidad en la actualidad y las nuevas modalidades de abastecimiento de gas mediante redes de gas natural han hecho que la cogeneración eléctrica sea una opción altamente económica. Cabe resaltar que el

uso de gas natural reduce las emisiones de contaminantes atmosféricos dañinos para el medio ambiente.

La cogeneración es favorable para aquellos clientes que necesiten una fuente calorífica de energía y puedan generar un sobrante de energía eléctrica sin aumentar el consumo de sus instalaciones, para que de esta manera se vea reflejado un ahorro en la facturación eléctrica.

La cogeneración y la generación convencional se diferencian en la cantidad del consumo de combustible o recursos; de manera que, en centrales termoeléctricas, del 100% del combustible empleado, solamente el 33% se convierte en energía eléctrica, el resto se emana en forma de gases de escape por el condensador, en pérdidas mecánicas y eléctricas, en transmisión y distribución, etc.

Figura 2.2: Generación conjunta de calor y electricidad útil a partir de un combustible.



Fuente: Compañía MOTOR GAS: Cogeneración Eléctrica y Térmica.

Los rendimientos generales en los sistemas de cogeneración se encuentran en el rango del 85- 90%, lo cual sugiere que al aprovechar de manera sincronizada el calor y la electricidad, los índices desaprovechamiento energético obtenidos serian altos (Figura 2.2).

2.3 Sistemas de Cogeneración.

La clasificación de los sistemas de cogeneración responde al tipo de motor primario y al régimen de producción eléctrica o energía térmica.

2.3.1. En base a la producción de electricidad y de calor.

De acuerdo con la producción eléctrica o de calor los sistemas de cogeneración se dividen en: Ciclos de cabeza o superior y ciclos inferiores o de cola.

2.3.1.1 Ciclo de cabeza o superior.

Utilizado con mayor frecuencia, directamente para la producción de electricidad; es aquel en el que se utiliza una fuente primaria como gas natural, diésel, etc. Principalmente se genera energía mecánica y eléctrica gracias al aprovechamiento del fluido caliente producido a partir de la energía química del combustible y la energía térmica restante o calor residual se destina al secado, calentamiento, etc.

Por lo general este tipo de proceso se utiliza donde el requerimiento de calor se encuentra en el rango de 250 °C a 600°C; para la producción de tela, petróleo, celulosa, papel, cerveza, azúcar, alimentos, etc.

2.3.1.2 Ciclo de cola o inferior.

Estos sistemas utilizan la energía primaria de manera directa para suplir requerimientos térmicos y procesos que necesitan energía térmica mínima. Para este tipo de ciclo, la producción de energía eléctrica pasa como plano menos importante.

Este sistema se utiliza en procesos de industria que necesiten altas temperaturas como la siderúrgica, producción de cemento, vidriería y química; en todos estos procesos mencionados, la temperatura de calor residual es alto, aproximadamente de 900 °C, dicho calor residual puede ser utilizado en la producción de electricidad y vapor.

2.3.2. En base al primer motor (primotor).

Otra forma de clasificación empleada para los sistemas de cogeneración, se basa en el motor principal utilizado para generar energía eléctrica.

Así tenemos:

- Cogeneración con turbina de gas
- Cogeneración con ciclo simple
- Cogeneración con ciclo combinado
- Cogeneración con turbina de vapor
- Cogeneración con motor alternativo
- Cogeneración con bomba de calor
- Cogeneración con enfriamiento por absorción

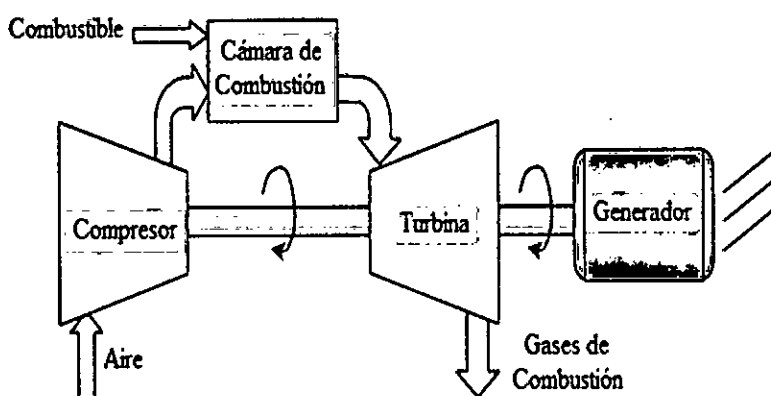
2.3.2.1 Cogeneración con turbina de gas.

En este tipo de sistema se quema combustible en un turbogenerador, parte de su energía es orientada a producir energía mecánica. El rendimiento de las turbinas de gas es menor al de los motores alternativos, aunque la ventaja de dichas turbinas es la fácil recuperación de calor que está concentrado en los gases de escape a una temperatura de unos 500°C, ideal para la producción de vapor en un generador de recuperación.

En la Figura 2.3 se muestran los elementos para un sistema de cogeneración usando turbina de gas, con la cual solo se produce energía eléctrica y es la que más se utiliza en las centrales de generación.

Se distinguen 2 maneras de ciclos: (1) simple, cuando la producción de vapor es a la presión de utilización del usuario; y (2) combinado, cuando el vapor es producido a alta temperatura y presión para luego expandirlo previamente en una turbina de vapor.

Figura 2.3. Sistema de turbina de gas (no existe cogeneración)



Fuente: Masters Gilber: Renewable and Efficient Electric Power Systems. Wiley Interscience.

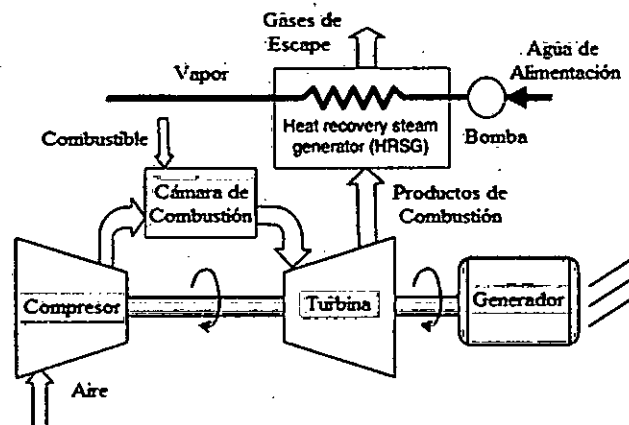
2.3.2.1.1 Cogeneración con ciclo simple.

Es el ciclo que se aplica en una planta de cogeneración típica; en la Figura 2.4 mostramos el boceto de un sistema de cogeneración con turbina de gas, donde el elemento HRSG es el Intercambiador de calor, cuyo significado de las siglas en Ingles es (Heat Recover Steam Generator) cuyo uso es propicio cuando se necesite una cantidad considerable de vapor (>10 t/h), situación típica en varias industrias (alimentación, química, papelera).

Las plantas que utilizan cogeneración con ciclo simple son muy confiables y generan mucha rentabilidad cuando su diseño está destinado a una aplicación específica.

Una de las actividades principales de este diseño, es la recuperación de calor ya que la economía del este tipo de sistema se basa en ello, pues a diferencia del uso de motores alternativos para este tipo de ciclo; el calor recuperable es mayor con turbina de gas.

Figura 2.4: Sistema de cogeneración con turbina de gas.



Fuente: Masters Gilbert. Renewable and Efficient Electric Power Systems.

Wiley Interscience.

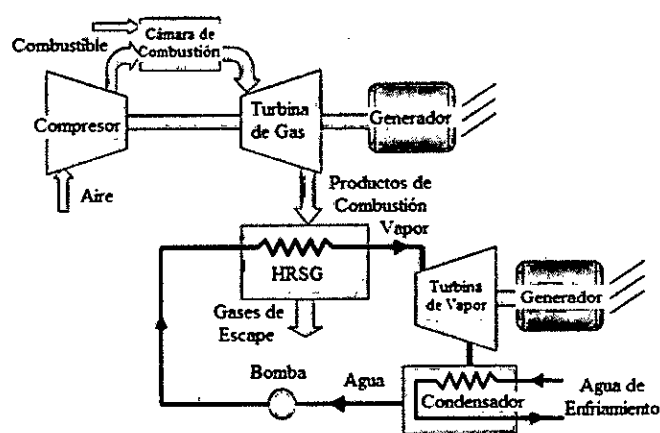
2.3.2.1. 2 cogeneración con ciclo combinado.

En este ciclo se busca absorber parte del vapor generado en el ciclo simple y con ello la recuperación térmica, para ello también se podría instalar una turbina de gas de mayor tamaño cuyo aprovechamiento térmico se daría por el uso de una segunda turbina de contrapresión. En la Figura 2.5, mostramos un esquema de ciclo combinado.

El proceso de vapor para lograr la eficiencia en el ciclo combinado es primordial.

Se debe seleccionar valores de presión y temperatura de vapor vivo en función de la selección de las turbinas de gas y vapor, dicha selección debe realizarse pensando en términos de rendimiento y economía. Para dicho objetivo se requiere conocimientos experimentales previos y criterio de diseño responsable, de manera que podamos acoplar este proceso a un centro de consumo y que además sostenga la posibilidad de un trabajo eficiente al ubicarse en lugares lejanos del punto de diseño.

Figura 2.5: Sistema de cogeneración con ciclo combinado



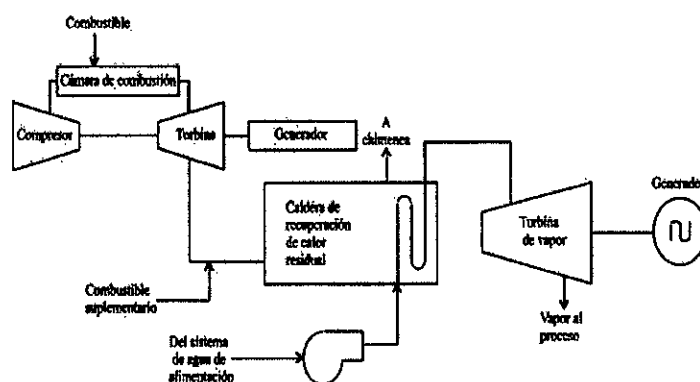
Fuente: Máster Gilbert. Renewable and Efficient Electric Power Systems. Wiley Interscience.

2.1 Cogeneración con ciclo combinado a condensación.

Esta variante del ciclo combinado de contrapresión clásico, se fundamenta en procesos de cogeneración. Este tipo de ciclo tiene una gran capacidad de regulación como respuesta a demandas de vapor muy variable. (Figura 2.6).

La operación de una planta de cogeneración con el método clásico se realiza evacuando los gases de escape y-pass, en circunstancias que la demanda de vapor es menor a la producción y cuando es contrario se utiliza la post-combustión. Si la potencia decrece entonces no es posible utilizar la post-combustión ya que el rendimiento de recuperación es menor, pues los gases de escape mantienen su caudal y bajan su temperatura. Por los motivos mencionados, las pérdidas de calor prácticamente son permanentes, lo cual impide cumplir con los requisitos de eficiencia que se exigen a la planta. Al contrario; un ciclo de contrapresión y condensación permite aprovechar el calor de escape de manera global, ya que mediante la condensación se puede dosificar el vapor de escape y se usa en el proceso, con lo cual se produce un plus adicional de electricidad.

Figura 2.6 Diagrama de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado a condensación.



Fuente: Proyecto de Cogeneración Instituto UMPE y COLCIENCIAS. [16]

2.3.2.2 Cogeneración con turbina de vapor.

Este método aprovecha la expansión de vapor de alta presión (ver Figura 2.7) procedente de una caldera convencional para producir energía mecánica.

La turbina de vapor fue la primera en usarse en cogeneración. Hoy en día, la aplicación de la turbina de vapor es únicamente un complemento para ciclos combinados o en procesos que usan combustibles residuales como biomasa o residuos que se queman o incineran.

La clasificación de las turbinas de vapor depende de la presión de vapor a la salida; por ejemplo:

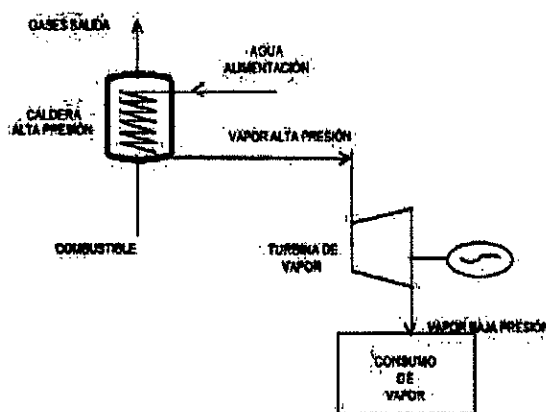
Turbinas a contrapresión. - La presión es superior a la presión atmosférica.

Turbinas a condensación. - La presión es inferior de la presión atmosférica y es necesario el uso de un condensador.

En ambos tipos de turbinas se puede contar con salidas intermedias para realizar extracciones y poder hacer uso del proceso en diferentes niveles de presión.

Se nombra “Ciclo Combinado” a la combinación de una turbina de vapor y una turbina de gas.

Figura N° 2.7: Diagrama de un sistema de cogeneración con turbina de vapor



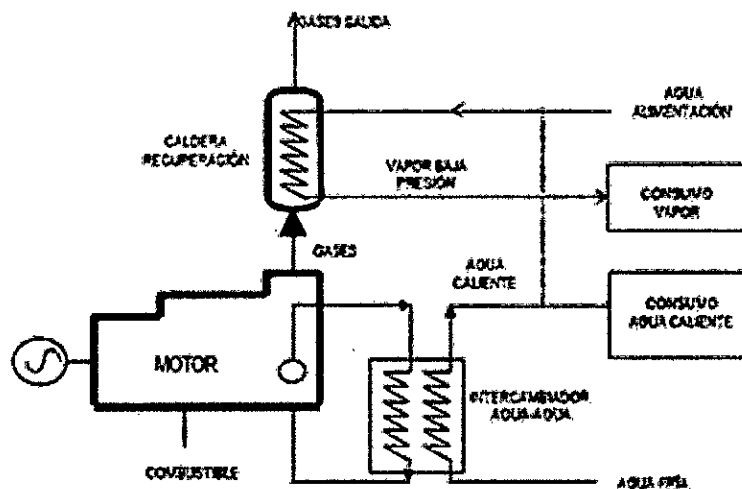
Fuente: Pagina web del Centro Internacional de la Energía CIENER

2.3.2.3 Cogeneración con motores alternativos.

Este sistema utiliza gas natural, gasóleo o fuel-oil como fuente principal. Los valores de potencia que se alcanza en este proceso son altos debido al uso de generadores de potencia acoplados en paralelo, pero se debe tener en cuenta que, a partir de 15 MW, resulta más económico el uso de turbinas de gas natural (ver Figura 2.8). El uso de motores alternativos es muy eficiente en producción eléctrica, pero poco eficientes en producción térmica.

Los diseños de sistemas de recuperación térmica se realizan en función de los requisitos realizados por la industria y por lo general se basa en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y el aprovechamiento del circuito de refrigeración del motor por donde circula agua a altas temperaturas. Apropia también es la producción de frío por absorción, ya sea por la generación de gases en máquinas de doble efecto o utilizando de manera directa el calor del agua de refrigeración en máquinas de efecto simple.

Figura 2.8: Diagrama de cogeneración con Motor a gas o Diesel.



Fuente: Del Castillo Guillermo/Figueroa Hernán.

2.3.2.4 Sistema de Cogeneración con bomba de calor.

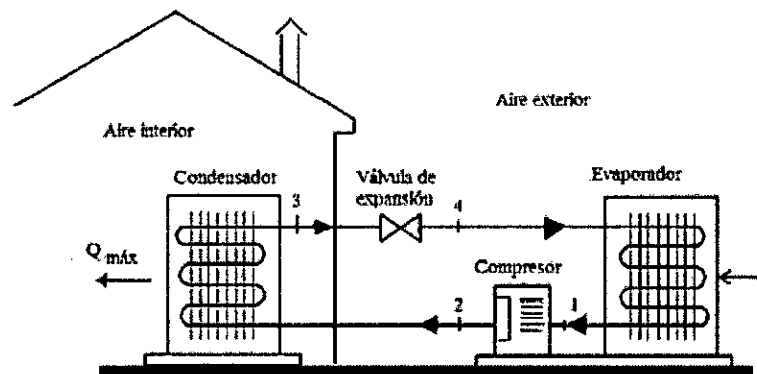
La cogeneración con bomba de calor permite climatizar todo el año tanto en verano (refrigeración) como en invierno (calefacción). Gracias a este sistema se logra obtener una eficiencia energética alta ya que por cada unidad de energía eléctrica que se consume, se genera de 4 a 5 unidades de energía térmica.

El funcionamiento de una bomba de calor se basa en el movimiento de calor de un lugar a otro, esto es sustentable gracias a la propiedad de la materia que sugiere que mediante el cambio de estado se cede o absorbe calor.

El líquido contenido en el circuito pasa a estado gaseoso, el calor es absorbido por el gas en el lugar donde queremos 'sacarlo' y con el uso de un compresor el cual utiliza la electricidad que consume la bomba, se induce al gas a retornar a su estado inicial, inyectando el calor donde sea conveniente para lograr nuestros fines (ver Figura 2.9).

Es gracias a este método que aprovecha las leyes de la física, que el equipo tiene un alto rendimiento ya que llega a generar hasta 4 unidades de energía por cada unidad de energía absorbida o consumida, lo cual convierte al sistema de climatización en un sistema más económico y eficiente que existe.

Figura 2.9: Diagrama de un sistema de Bomba de calor.



Fuente: Cruz Mamani Carlos Fidel

2.3.2.5 Cogeneración con enfriamiento por absorción.

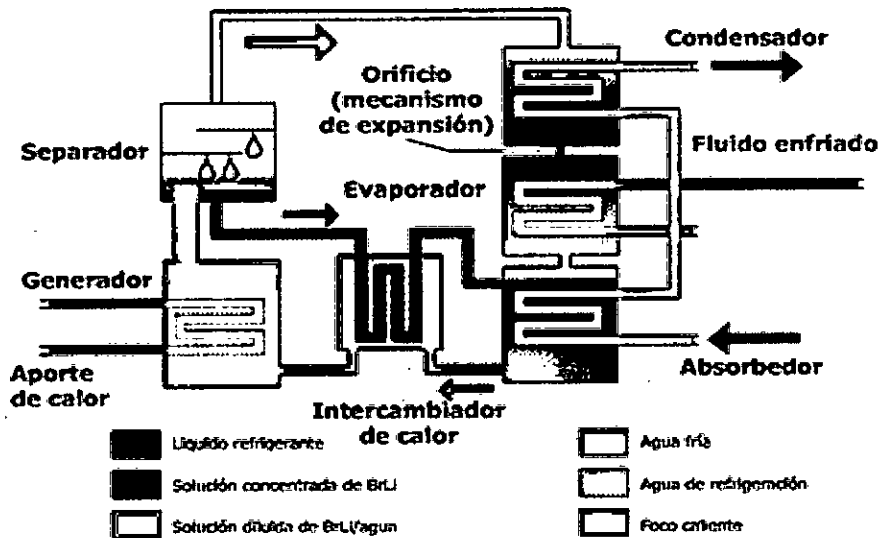
Este método es la alternativa más eficiente si deseamos generar electricidad y refrigerar un ambiente de manera continua. En su forma más básica de diseño el mecanismo de enfriamiento por absorción cuenta con los siguientes componentes:

- Evaporador
- Condensador
- Absorbedor
- Generador
- Bomba de solución.

La producción de frío en un enfriador usado para ciclo de compresión se da en el evaporador; el sistema cuenta con un fluido refrigerante el cual se vaporiza transfiriendo el calor al condensador, en el condensador el refrigerante condensa la energía que eleva el calor de baja a alta temperatura y la suministra en forma de energía mecánica al compresor ver Figura 2.10).

Cabe mencionar que el vapor refrigerante es comprimido por el absorbedor, la bomba de solución y el generador de manera combinada, en reemplazo de un compresor de vapor mecánico. Se hace uso de un absorbente líquido para absorber el vapor que se genera en el evaporador. Se tiene un absorbente líquido en el absorbedor, el cual absorbe el vapor generado. Se bombea hacia el generador el absorbente que ha absorbido refrigerante, es aquí donde el refrigerante es liberado en forma de vapor, este vapor finalmente se condensa en el condensador.

Figura N° 2.10: Esquema de un sistema de refrigeración por absorción simple.



Fuente: Vera Silva Shirley G.

Denominaremos absorbente débil al absorbente que ha absorbido refrigerante y absorbente fuerte al que se ha regenerado, el absorbente fuerte es reticulado luego al absorbedor para posteriormente absorber vapor refrigerante. La temperatura del calor abastecido al generador es relativamente alta y es rechazado en el absorbedor a un nivel relativamente bajo, proceso idéntico al de un motor de calor.

En un ciclo de absorción, refrigerante y absorbente forman lo que se llama un par de trabajo. Por mucho tiempo se han propuesto muchos pares, pero solo han sido útiles exactamente dos de ellos: amoníaco con agua como absorbente y agua con una solución de bromuro de litio en agua como absorbente. Podemos encontrar al amoníaco con agua, mayormente en aplicaciones de refrigeración, dicho par evapora a temperaturas inferiores a 0°C . Son exactamente en las aplicaciones de refrigeración por aire donde se emplea el par agua-bromuro de litio donde es necesario el enfriamiento por debajo de los 0°C . La máquina de amoníaco con agua tiene niveles de presión que superan la presión atmosférica, mientras que las máquinas de agua-bromuro de litio por lo general tienen un funcionamiento en vacío parcial.

Los flujos de calor en el ciclo básico son los siguientes:

- El calor se suministra, y se produce el enfriamiento, a un nivel bajo de temperatura.
- El calor se rechaza al condensador a un nivel de temperatura intermedio.
- El calor se rechaza desde el absorbedor, también a un nivel intermedio.
- El calor se suministra al generador a un nivel alto de temperatura.

Los sistemas de refrigeración que usan el par bromuro de litio como absorbente y agua como refrigerante, deben cumplir como requisito que la energía calorífica descargada del sistema de cogeneración (suministro de calor) debe mantener una temperatura mínima de 60-80°C, o en su defecto hasta 150°C si se considera un sistema de efecto doble.

Los sistemas de efecto simple usan como refrigerante amoníaco y necesitan una fuente de calor de 100-120°C. Se puede modificar de varias maneras el ciclo básico; una de ellas consiste en el aprovechamiento de todas las posibilidades de recuperación de calor dentro del ciclo que nos permita una mejora en la economía térmica. Como ejemplo habitual tenemos el intercambio de calor entre el flujo de solución débil expulsado del absorbedor y el absorbente regenerado o solución fuerte, la cual retorna al absorbedor.

2.4 Tecnologías de los sistemas de cogeneración.

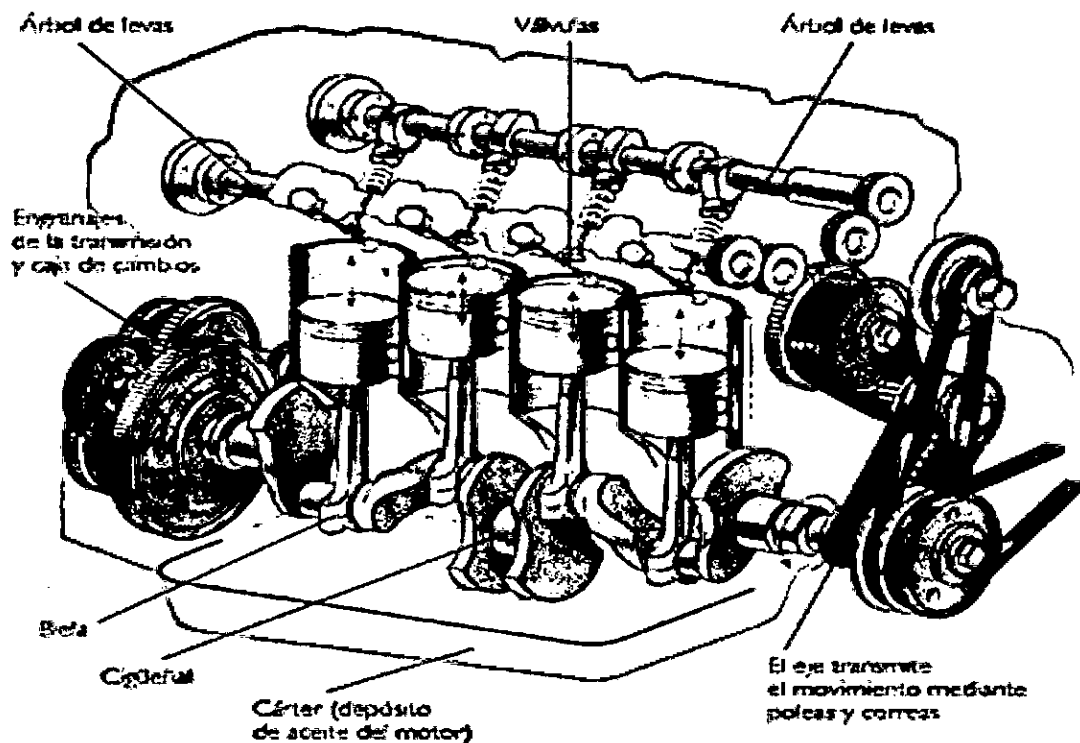
Son dos las tecnologías de producción de electricidad en las cuales los sistemas de cogeneración basan su funcionamiento; el motor alternativo de combustión interna “MACI” y la turbina de gas, no obstante, existe una gran variedad de tecnologías como turbina de vapor, ciclo combinado, etc. A continuación, describiremos las principales características de algunas tecnologías utilizadas para implementar sistemas de cogeneración.

2.4.1 Motor Alternativo de Combustión Interna (MACI).

Este tipo de motores representan una de las tecnologías de mayor uso para la implementación de sistemas de cogeneración, tenemos dos tipos: El motor Diésel y el motor Otto. La mayoría de los motores diésel son de cuatro tiempos y derivan de los grupos electrógenos, aunque en el mercado se encuentra una gran variedad como por ejemplo ciclo Diésel o Otto de dos o cuatro tiempos. En este tipo de motores es posible recuperar el calor residual contenido en los gases de escape y además el calor de refrigeración del motor, para dicha recuperación de calor se utiliza intercambiadores de calor o calderas de recuperación. Se debe saber que tanto motor Otto como Diésel utilizan los mismos componentes mecánicos en esencia pues ambos utilizan una cámara de combustión de forma cilíndrica en donde se desplaza un pistón, el pistón a su vez se encuentra conectado a un eje, el eje convierte el movimiento lineal del pistón en el movimiento rotatorio del eje. La diferencia entre el motor Otto y el motor Diésel radica en la manera que se realiza la ignición del combustible en su ciclo de trabajo termodinámico, tal es así que en el primer caso se usa una bujía para generar la combustión de la mezcla de aire combustible contenida en el cilindro, mientras que en el motor Diésel se alcanza una temperatura de auto ignición gracias que la compresión del aire contenido en el cilindro alcanza valores de presión elevados. Un motor de combustión interna, motor a explosión, motor a pistón o motor alternativo de combustión interna (MACI), obtiene energía mecánica de manera directa de la energía química de un combustible que se consume al interior de una cámara de combustión. El cilindro alberga un pistón el cual está conectado a un cigüeñal que convierte el movimiento lineal del pistón en rotatorio, dicho movimiento se ve reflejado en el cigüeñal (Figura 2.11). Se evidencia una diferencia con la máquina de vapor, el cual es un motor de combustión externa, dicha máquina de vapor convierte energía calorífica en energía mecánica mediante un proceso de combustión externa que por lo

general sirve para calentar agua, la cual será la que realice el trabajo en su estado de vapor a diferencia de los motores de combustión interna en donde la misma combustión que se realiza al interior del motor es la que realiza el trabajo. Adicionalmente a los motores alternativos (Motor de explosión ciclo Otto y motor de ciclo Diésel), existen otros tipos de motores como la turbina de gas, el de ciclo Atkinson, etc.

Figura 2.11: Motor de combustión interna o endotérmico.



Fuente: Víctor Yepes Piqueras. Universidad Politécnica de Valencia.

2.4.1.1 Clasificación de los Motores de Combustión Interna

Estos motores se pueden clasificar: Según la forma de provocar la ignición o encendido de la mezcla y según la forma de hacer la renovación de la carga.

*** Según la forma de provocar la ignición o encendido de la mezcla.**

Este tipo de motores tiene dos variantes:

Mediante el encendido provocado, que son los de ciclo Otto o de gasolina.

El ciclo de Otto utiliza una serie de procesos de combustión interna de encendido por chispa (ciclos de 2 o 4 tiempos), estos motores:

- a) aspiran una mezcla de aire-combustible,
- b) lo comprimen,
- c) provocan su reacción, logrando así eficazmente la adición de calor a través de convertir energía química en energía térmica,
- d) expanden los productos de la combustión,
- e) expulsan los productos de combustión y lo reemplazan con una nueva mezcla de aire-combustible.

Mediante el encendido por compresión, que son los del ciclo Diésel.

Los motores Diésel presentan combustión interna alternativa la cual se produce por el autoencendido del combustible, el combustible se mezcla con el aire y es comprimido al interior del cilindro alcanzando altas temperaturas, respondiendo al principio del ciclo Diésel. Para explicar de manera más explícita diremos que el combustible se inyecta pulverizado y con alta presión a

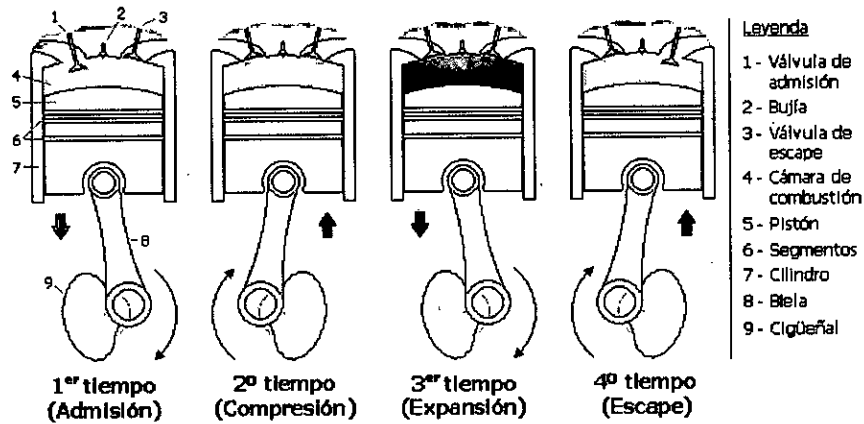
una cámara de combustión o pre-cámara en el caso de inyección indirecta, donde se cuenta con aire a temperaturas que superan la auto combustión sin que se tenga la necesidad del uso de chispa como en el caso de los motores a gasolina; a este proceso se le llama auto inflamación. La procedencia de la temperatura que inicia el proceso de combustión es el incremento de presión que se produce en el segundo tiempo del motor al cual llamamos compresión. El combustible es inyectado a presiones elevadas en la cámara de combustión por unos orificios muy pequeños del inyector pulverizándose de modo que se atomiza y se mezcla con el aire aproximadamente entre 700 y 900 °C; como resultado, la mezcla se inflama muy rápidamente. Es la combustión interna la que ocasiona la expansión del gas contenido en la cámara de combustión y hace que el pistón sea impulsado hacia afuera.

***Según la forma de hacer la renovación de la carga.**

Ciclo de cuatro tiempos, o 4T.

Se llama motor de cuatro tiempos a aquel motor de combustión interna alternativo ya sea de ciclo Diésel o Otto cuyo pistón o embolo realice cuatro carreras (dos vueltas completas del cigüeñal). Los cuatro tiempos se denominan: admisión, compresión, trabajo y escape en los cuales se completan cuatro carreras del émbolo y dos vueltas de cigüeñal. La renovación de la carga en este tipo de motores es controlada mediante apertura y cierre de las válvulas de admisión y escape (Figura 2.12).

Figura 12: Fases de un motor de cuatro tiempos



Fuente: Wikipedia, la enciclopedia libre

1-Primer tiempo o admisión: En esta fase, el pistón aspira la mezcla de aire combustible cuando desciende ya sea en motores de encendido provocado o en motores encendidos por compresión. Se mantiene cerrada la válvula de escape, mientras que la de admisión está abierta. El cigüeñal realiza un giro de 180° en el primer tiempo y el árbol de levas 90°, además la válvula de admisión realiza una carrera descendente y se mantiene abierta.

2º Segundo tiempo o compresión: La válvula de admisión se cierra. Al llegar al final de la carrera inferior lo cual permite que el gas de la cámara se comprima cuando el pistón asciende. En el 2º tiempo el cigüeñal da 360° y el árbol de levas da 180°, además ambas válvulas permanecen cerradas realizando una carrera ascendente.

3º Tercer tiempo o explosión/expansión: Se alcanza la presión máxima cuando se llega al final superior de la carrera. En el caso de los motores de ciclo Otto, el encendido es provocado por una bujía que genera la chispa inflamando la mezcla, mientras que en los motores diésel, la inyección se realiza con el uso del inyector el cual pulveriza el combustible que se auto inflama

por la presión y temperatura existentes en el interior del cilindro. Cuando la combustión inicia, se propaga rápidamente incrementando la presión y la temperatura rápidamente al interior del cilindro, haciendo que los gases se expandan empujando el pistón. Tener presente que esta es la única fase en la que se obtiene trabajo. En este tiempo el cigüeñal gira 180° y el árbol de levas gira 90° respectivamente, ambas válvulas se encuentran cerradas y su carrera es descendente.

4 ° Cuarto tiempo o escape: En esta fase el pistón es empujado, cuando se mueve de manera ascendente, las válvulas de escape permanecen abiertas para permitir la salida de los gases de la combustión. La válvula de escape se cierra y la de admisión se abre cuando el pistón llega al punto máximo superior de carrera y luego el ciclo vuelve a reiniciarse. En este tiempo el cigüeñal gira 180° y el árbol de levas gira 90° .

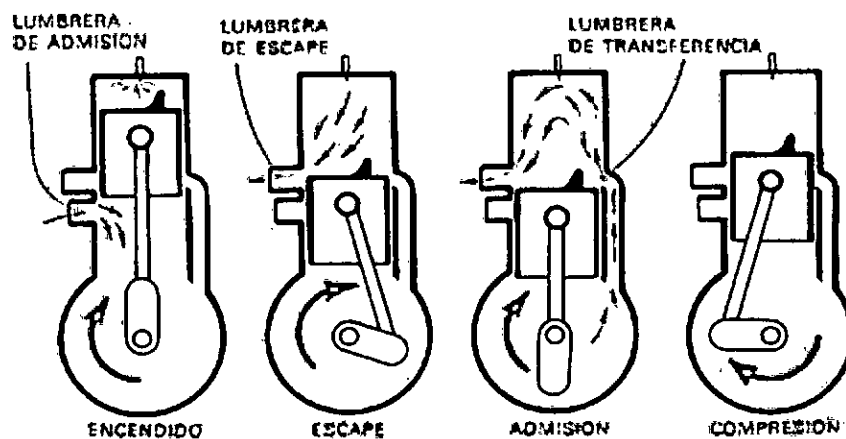
***Ciclo de dos tiempos, o 2T.**

Este ciclo de trabajo es completado en dos carreras del embolo y una vuelta de cigüeñal. Se logra la renovación de la carga por barrido, cuando se desplaza la nueva mezcla previa de los gases de la combustión, sin el uso de válvulas, (en el diésel lleva de escape) debido a que en esta ocasión el propio émbolo descubre las lumbreras de admisión y escape (sólo ciclo Otto) logrando regular el proceso. También podemos clasificar de la misma manera a motores de ciclo diésel y gasolina, ya sea en 2T o en 4T. Tener presente que en los motores de 2 tiempos el pistón dirige el cambio de gases, a diferencia de los motores de 4 tiempos donde dicha función la realizan las válvulas. Las circunstancias de compresión del cárter y el cilindro en un ciclo completo son variables y dependen del movimiento del pistón.

1º Tiempo: Compresión y Admisión: La mezcla de combustible y aceite es comprimida en el cilindro por el movimiento ascendente del pistón que a su vez crea un vacío en el cárter al final de la carrera del pistón, el pistón deja libre las lumbreras de admisión por donde se llena el cárter con mezcla carburada.

2º Tiempo: Explosión y Escape: La explosión que mueve el pistón con gran fuerza es provocada por intervención de la chispa generada por bujía, esta chispa provoca que la mezcla comprimida se incendie ocasionando todo el mencionado proceso. El pistón en su movimiento descendente comprime la mezcla en el cárter, precisamente en el momento que el pistón deja libre la lumbrera de escape por donde salen los gases de escape del cilindro y posteriormente la lumbrera de carga la cual conecta el cárter al cilindro, quedando el cilindro de esta manera preparado para un nuevo ciclo.

Figura 2.13: Fases de un motor de 2 tiempos.



Fuente: Julio Cesar Merino Naranjo

Los motores de combustión interna han logrado revolucionar la existencia de la humanidad desde su invención, aunque en la actualidad nos enfrentamos a nuevas necesidades, producto del desarrollo tecnológico, donde se busca alcanzar mayor eficiencia y menor contaminación, a lo mencionado se suma la carencia de combustible, con todo esto en la actualidad han surgido avances.

Se debe mencionar que se ha buscado preservar el principio de funcionamiento de este motor acorde a las exigencias actuales, una de las soluciones es el uso del biodiesel o la quema de hidrogeno, a pesar de todo ello no es muy eficiente, aunque es importante mencionar que sin este motor no se hubiera logrado tantos avances.

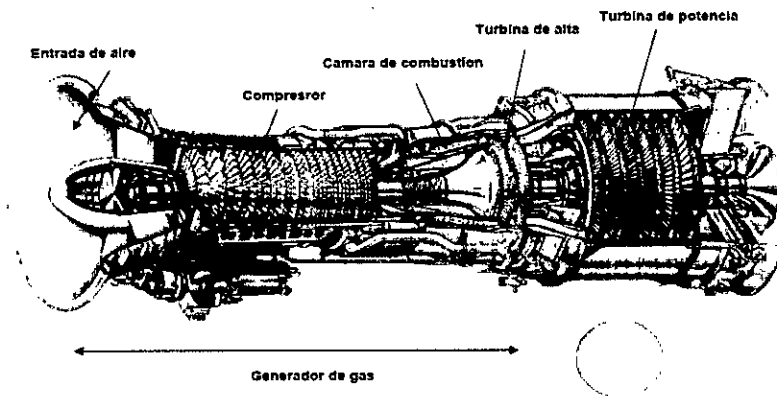
Podemos concluir que por más desventajas que este motor presente, su uso persistirá en el futuro.

2.4.2 Turbina de Gas.

Descripción general.

Las turbinas de gas siguen el ciclo Brayton, son motores térmicos rotativos de combustión interna mediante los cuales se obtiene energía eléctrica y térmica a partir de la energía química que contiene un elemento combustible. Estas turbinas cuentan con un compresor rotativo el cual comprime el aire aspirado de la atmósfera, posteriormente conduce este aire a la cámara de combustión donde los productos de la combustión son expandidos a la turbina hasta llegar a la presión atmosférica. Para la obtención de energía eléctrica utiliza un alternador, este alternador puede acoplarse directamente o mediante un reductor al eje de la turbina, aprovechando de esta manera el trabajo neto del ciclo y adicionalmente en este proceso se obtiene importante cantidad de calor en forma de gases calientes y con un alto contenido de oxígeno.

Figura 2.14: Elementos principales de una Turbina a Gas



Fuente: http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45276/componente45275.pdf

Componentes principales

Admisión de aire

Se ha acondicionado el sistema de admisión de aire de modo que el ingreso a la turbina sea en las condiciones más adecuadas de presión, temperatura y limpieza, por tal motivo el uso de una variedad de filtros, los que se encargan de eliminar la presencia de suciedad que pueda contener el aire y además una serie de sistemas que sirven para temperar y facilitar el ingreso de masa de aire.

Compresor de aire. - Sirve para elevar la presión del aire de combustión, este procedimiento consume aproximadamente las 2/3 partes de la producción de trabajo generado por la turbina.

La relación de compresión antes del ingreso a la cámara de combustión depende del tipo de turbina (normalmente está comprendida entre 10:1 y 40:1).

Cámara de combustión. - En ella, la mezcla de gas con aire combustiona a niveles de presión adecuados, los niveles de presión a los que el gas es introducido obligatoriamente oscilan entre 16 y 50 bar.

Turbina. - En la turbina, la energía contenida en los gases de combustión, en forma de presión y temperatura elevada (entalpía), es transformada en potencia mecánica (en forma de rotación de un eje).

El compresor absorbe una parte importante de esta potencia.

Los gases ingresan a la turbina a temperaturas entre 1,000 a 1,300 °C y rangos de presión entre 10 a 30 bares y salen a unos 450 a 600 °C y valores de presión ligeramente superior a la atmosférica.

Reductor. - Este elemento sirve para adaptar la velocidad del eje de la turbina a la velocidad necesaria; por lo general la velocidad de rotación en turbinas menores a 50 MW superan la necesaria para el accionamiento de un alternador (3,000 a 3,600 rpm) **Generador.**- Es el elemento encargado de transformar la fuerza motriz aportada por la turbina en energía eléctrica.

Escape. - La sección del escape de la turbina extrae el gas consumido de la sección de la turbina y lo manda hacia la atmósfera.

2.5 Ventajas y desventajas de los Sistemas de Cogeneración.

CHP (Combined Heat and Power = Calor y Potencia combinados) para un sistema de cogeneración industrial.

Las ventajas de la cogeneración a nivel industrial, más resaltantes:

- ❖ El uso de una sola fuente de energía para generar dos diferentes, implica un ahorro económico para los propietarios, debido a que sin sistema de cogeneración deberían gastar en combustible para generar vapor en las calderas y pagar por la electricidad consumida.
- ❖ Si se considera los sistemas de turbinas de gas y de vapor, se puede afirmar que la eficiencia del sistema aumenta considerablemente, porque la relación de salida deseada (electricidad y vapor) con entrada requerida (combustible) es mucho mayor que si se generara un solo tipo de energía. Además, el rendimiento termodinámico de los procesos también aumenta, en caso se utilice un ciclo combinado, ya que el trabajo mecánico es mayor respecto a un ciclo simple.
- ❖ Al generar una empresa su propia electricidad, tiene la ventaja de evitar los problemas que trae la transmisión y distribución eléctrica, como no tener las pérdidas por efecto joule y las caídas de tensión que se suelen dar en las líneas de transmisión, aparte de no contar con compensadores que regulen los niveles de tensión.

Otro aspecto de importancia se da en la conservación del medio ambiente, por lo que en un sistema de cogeneración disminuye en gran medida la contaminación que producen los sistemas convencionales, ya que las emisiones de dióxido de carbono minimiza entre 30 y 40%, por lo que la temperatura de los gases de escape a la salida de las turbinas oscila entre 500 y 600°C, y con un proceso de cogeneración que implica generar vapor a partir de estos gases, las temperaturas disminuye hasta 300 o 400°C y al expulsarse a la atmósfera producen un impacto inferior.

- ❖ La cogeneración desde el punto de vista del uso eficiente de la energía se convierte en una alternativa importante e innovadora para conservar los recursos energéticos ya que se está generando energías distintas a partir de una fuente única.
- ❖ También la cogeneración puede ser concebida como una alternativa de política energética para los países, ya que cada nación atraviesa una proliferación o aumento de demanda de electricidad por el crecimiento de población, por lo que se hace necesario contar con un mayor número de centrales generadoras de electricidad. De esta forma, si las industrias cogeneran disminuirían la necesidad de instalar nuevas centrales generadoras.
- ❖ En ciertos países, en su mayoría europeos, ante problemas energéticos optan por pagar primas a aquellas empresas que cogeneren, por las razones antes mencionadas. De este modo, se puede tener un ingreso económico adicional para los cogeneradores.
- ❖ Crecimiento de la competitividad industrial y aumento de la competitividad en el servicio eléctrico.
- ❖ Genera energía eléctrica y calor en zonas alejadas a la red.
- ❖ Una última ventaja que se puede mencionar como aspecto general es que cogenerar no es tan complicado, por lo que cualquiera puede acceder a convertirse en cogenerador, sin necesidad de tener una planta industrial, ya que se puede formar parte de la llamada generación distribuida.
- ❖ Como se ha detallado, la cogeneración se presenta como un proceso bastante favorable, no obstante, hay que considerar también los inconvenientes que pueden darse y son:

- ❖ La implementación de un sistema de cogeneración tiene como primer obstáculo el costo de la inversión a realizar, ya que requiere de un número mayor de componentes.
- ❖ También se debe mencionar el diseño y sus criterios para cogenerar, así como el espacio requerido para componentes y el tiempo de instalación, ya que no siempre es inmediato, especialmente en plantas industriales donde se trata de grandes flujos y potencias.
- ❖ Al tener mayor número de componentes, se deberá implementar nuevos programas de mantenimiento y operación.
- ❖ En cuanto al aspecto eléctrico, se debe regular que los niveles de tensión sean los deseados y cuidar el factor de potencia de la planta, para no descuidar el rendimiento eléctrico.

Se puede considerar como principal desventaja el tema económico, aunque la experiencia de algunas plantas cogeneradoras dejan en claro que la inversión realizada en este tipo de proyectos tiene un tiempo de retorno y además es compensable con los ahorros económicos que se mencionan en las ventajas, sumado a todo lo mencionado, nuestro territorio cuenta con gas natural a precio competitivo; en conclusión, las ventajas son muy superiores en comparación a las desventajas.

En la Tabla N° 2.1 se describe las ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración, utilizando las distintas tecnologías que existen.

Tabla 2.1: Ventajas y desventajas en las Tecnologías de Cogeneración.

Tipo	Ventajas	Desventajas
Turbina de gas	Amplia gama de aplicaciones	Limitación en los combustibles
	Muy fiable	
	Elevada temperatura de la energía térmica	Tiempo de vida relativamente corto
	Rango desde 0,5 a 100 MW	
	Gases con alto contenido en oxígeno	
Turbina de vapor	Rendimiento global muy alto	Baja relación electricidad/calor
	Extremadamente segura	No permite alcanzar altas potencias eléctricas
	Posibilidad de emplear todo tipo de combustibles	
	Larga vida de servicio	Pues en marcha lenta
	Amplia gama de potencias	
Coste elevado		
Motor alternativo	Elevada relación electricidad/calor	Alto coste de mantenimiento
	Alto rendimiento eléctrico	
	Bajo coste	Energía térmica muy distribuida y a baja temperatura
	Tiempo de vida largo	
	Capacidad de adaptación a variaciones de la demanda	

Fuente: Pagina web de <http://www.miliarium.com>

2.6 La Cogeneración en el Perú.

Las necesidades que surgieron en el siglo pasado en las primeras industrias de azúcar, papel, fertilizantes y más, dieron inicio al uso de la cogeneración en el Perú.

Luego de unos años, algunas de estas industrias se ven beneficiadas por la construcción de grandes centrales térmicas y el sistema de interconexión nacional, motivo por el cual dejan de cogenerar.

En la actualidad solamente cuentan con este sistema, industrias que utilizan la energía de calores residuales, tal es el caso de la Refinería de Zinc de Cajamarquilla, Refinería de Ilo, Sudamericana de Fibras, Refinería la Pampilla y algunas plantas azucareras.

En Perú, se seguirán desarrollando proyectos de cogeneración, en el contexto de generación distribuida, ya que el gran desarrollo suscitado los últimos años nos permite tener la tecnología al alcance, con sistemas de motores alternativos y turbinas de gas operando con gas natural.

Aparte de los proyectos que se están desarrollando, en la actualidad no se tiene ningún proyecto nuevo de cogeneración propiamente dicho.

Se estima que a la fecha el potencial técnico de cogeneración en Perú debe bordear los 500 MW, el último estudio formal se realizó en el año 2000 (CENERGIA en el año 1999 elaboro el estudio “Potencial Nacional de Cogeneración mediante el uso del gas natural”), aunque cabe mencionar que WADE PERU en julio del 2008 estimó 547 MW, mientras que el potencial posible de implementar económicamente podría estar sobre los 200 MW. Se observa en la Tabla 2.2.

El sector industrial es el que presenta el mayor potencial, seguido por las Refinerías, luego el sector minero-metalúrgico y por último el sector servicios, con un 4,7 % de potencial tecnológico.

Tabla N° 2.2: Potencial Tecnológico de Cogeneración en el Perú al 2008.

SECTOR	ACTIVIDAD	POTENCIA INSTALADA MW	SECTOR	ACTIVIDAD	INVERSIONES MIO US\$
Industrial	Alimentos	48.0	Industrial	Alimentos	89.5
	Bebidas	26.0		Bebidas	48.6
	Cementos	82.8		Cementos	88.8
	Cerámicos	14.6		Cerámicos	27.3
	Metalúrgica	27.2		Metalúrgica	48.7
	Papel	45.0		Papel	87.4
	Pesquería	42.9		Pesquería	83.9
	Químicos	39.6		Químicos	65.2
	Textiles	77.7		Textiles	139.8
	Otros	21.3		Otros	39.9
	Total	425.1		Total	719.1
Minero	Minería	49.8	Minero	Minería	123.2
Hidrocarburos	Hidrocarburos	49.1	Hidrocarburos	Hidrocarburos	88.0
Servicios	Salud	22.9	Servicios	Salud	42.9
Total General		547.0	Total General		973.2

Fuente: WADE PERU 2008.

Respecto a los costos de inversión con cogeneración en Perú, se estiman entre 1.000 a 1.500 US\$ por kW instalado y alrededor de 0,06 a 0,08 US\$ por kWh generado en costos de operación y mantenimiento, usando gas natural.

En la Tabla N° 2.3 se puede observar una referencia acerca de la inversión necesaria para desarrollar el potencial Tecnológico y el potencial Efectivo, podemos precisar que la cogeneración en el sector industrial, presenta una inversión superior a la inversión necesaria en CENERGIA evaluó 129 empresas con un potencial tecnológico de 427,5 MW y un potencial efectivo de 196,7 MW, además se determinó que ello se lograría en 119 instalaciones industriales, con una inversión de 212,7 millones de dólares y un tiempo de retorno de 2,4 años.

Tabla N° 2.3 Potencial tecnológico y efectivo de la cogeneración en los sectores económicos, utilizando Gas Natural.

SECTOR	POTENCIAL TECNOLÓGICO			POTENCIAL EFECTIVO		
	MW	%	INVERSIÓN REQUERIDA Mio US\$	MW	%	INVERSIÓN REQUERIDA Mio US\$
Industrial ^{1/}	302.8	70.8	318.5	126.4	64.3	138.5
Refinero ^{2/}	65.4	15.3	96.0	50.9	25.9	60.5
Minero-Metalúrgico ^{3/}	39.2	9.2	25.6	15.6	7.9	10.2
Servicios ^{4/}	20.2	4.7	15.0	3.8	1.9	3.4
TOTAL	427.6	100.0	455.1	196.7	100.0	212.6

Fuente: Centro de Conservación de Energía y del Ambiente "CENERGIA."

El nuevo régimen de promoción de cogeneración establecido en Perú es la razón de que no existan redes de comercialización.

La tendencia habitual de los clientes potenciales es solicitar cotizaciones a nivel del proyecto llave en mano de manera directa a suministradores internacionales, aunque algunos optan por firmas de ingeniería locales.

En el año 2003 se implementó un proyecto que inicialmente se abastecía de bagazo de caña y posteriormente con gas natural, el proyecto tenía una capacidad de 10 MWe y tenía como objetivo alimentar de calor y electricidad a la principal refinería del país, nos referimos a la Refinería La Pampilla.

El estado peruano no ajeno a los amplios beneficios de la cogeneración y al escaso desarrollo de la misma, opto por la promoción de propuestas que introduzcan esta tecnología como alternativa de generación.

En diciembre de 2005 se dio a conocer un documento el cual estipula cuales son los regímenes de funcionamiento (rendimientos mínimos por tipo de tecnología) en una central para ser calificada como poseedora de la tecnología llamada cogeneración, este documento se llama el Reglamento de Cogeneración.

En el Reglamento de Cogeneración podemos notar la estrategia del estado peruano para promover la penetración de la cogeneración como tecnología de generación ya que a través de él podemos asegurar el gas natural a bajo precio (al mismo precio de las centrales convencionales) y además brinda un marco legal para el libre acceso de las redes de transmisión y distribución.

• **Marco Regulatorio del Sector.**

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) (1992) es el marco regulatorio que rige las actividades de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica (Tabla 2.4).

En el Reglamento (1993) de esta misma Ley se plantea a las entidades generadoras de energía eléctrica algunos derechos y obligaciones como, por ejemplo:

Presentar la información técnica y económica al COES (Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) y OSINERGMIN, facilitar las inspecciones técnicas, cumplir la normativa de conservación del medio ambiente y Patrimonio Cultural de la Nación, etc.

Jerárquicamente el D.L. 28.832 “para asegurar el desarrollo eficiente de la generación Eléctrica” (2006) es el más importante después de la LCE pues la modifica y perfecciona en varios puntos.

Tabla N° 2.4 Legislación de la Cogeneración, en el Perú.

Normas Legales	Código	tamaño
Ley de Promoción del uso eficiente de la energía	Ley 27345 EF	496 KB
Aprueban Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía	DS.Nº 53 - 2007 EM	63.7 KB
Modifican el Reglamento de Cogeneración	DS 082-2007-EM	48.9 KB
Aprueban reglamento de cogeneración	DS 064-2005-EM	2.10 MB
Modifican el Reglamento de Cogeneración	DS 052-2009-EM	157 KB
Aprueban sustitución del Reglamento de cogeneración	DS 037-2006-EM	28.3 KB
Aprueban reglamento de cogeneración	DS 037-2006	65.8 KB
Modifican Reglamento de cogeneración	D.S.Nº 042-2009-EM	608 KB

Fuente: Fondo Nacional de Ambiente-Perú FONAM

La ley contempla el déficit de generación e incentiva la inversión en ella; establece en relación con los proyectos de cogeneración lo siguiente:

- Se entiende la cogeneración como el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva en el cual la energía eléctrica está destinada al consumo propio o de terceros.
- Se define al generador como titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.
- Medidas para la promoción de la generación distribuida y cogeneración eficientes conectadas al SEIN, como por ejemplo permite el uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido.

Reglamento de Cogeneración, publicado en 2005 y con modificaciones en el 2006, 2007 y 2009.

Este reglamento (Marco normativo de promoción de la cogeneración está constituido por lo siguiente: D.S. N° 064-2005-EM – Reglamento de Cogeneración •D.S. N° 037-2006-EM – Sustitución del Reglamento de Cogeneración

•D.S. N° 082-2007-EM – Modificatoria al Reglamento de Cogeneración

•D.S. N° 052-2009-EM – Modificatoria al Reglamento de Cogeneración) establece las condiciones que deben cumplir las instalaciones de cogeneración. Algunas de las principales disposiciones son:

❖ Establece las definiciones de autoconsumo de potencia y energía destinada al consumo del proceso productivo del cual forma parte integrante el proceso de cogeneración. El proceso será comprobado y registrado de manera independiente para efecto de las valorizaciones del COES.

Se determinan los pasos a seguir para obtener la calificación como cogenerador.

❖ Establece los valores mínimos de rendimiento eléctrico efectivo (REE) y relación entre energía eléctrica y calor. Se presentan los valores de REE que deben ser superados o igualados para poder acceder al gas a precio de generación.

❖ El precio de gas natural aplicable a los cogeneradores se establece al mismo precio que para generadores eléctricos.

❖ Las centrales de cogeneración calificadas tendrán prioridad en el despacho cuando operen en modo de cogeneración; pero no serán consideradas para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo.

❖ Los cogeneradores depositaran el derecho de conexión de acuerdo solo a la excedentaria, contratada con terceros o al spot.

- ❖ El cogenerador que opte por integrarse al COES podrá comercializar su potencia y energía entregada al sistema con los distribuidores, generadores
- ❖ y/o clientes libres. Las transferencias que resulten de la operación económica del sistema serán liquidadas según los procedimientos del COES.
- ❖ El cogenerador que no sea integrante del COES debe tener contratada la venta de la totalidad de su potencia y energía.

❖ **Barreras a la cogeneración**

Barreras Tecnológicas:

La cogeneración es una tecnología antigua en países desarrollados donde el mercado ha alcanzado cierta madurez, aunque en Perú representa un mercado incipiente ya que se presentan muchas barreras de carácter tecnológico que impiden su desarrollo.

A continuación, se analizan las principales barreras detectadas:

• **Falta de proyectistas, instaladores y mantenedores capacitados:**

La demanda de cogeneración en el Perú es baja, ello se debe a que este mercado es poco maduro y producto de ello se tiene una escasez de proyectistas, instaladores y mantenedores calificados, lo cual repercute en la confianza que el usuario tiene en estas tecnologías.

Entre algunos problemas técnicos encontramos también la falta de conocimiento tecnológico o proyectos mal definidos, como ejemplo de un proyecto mal definido tenemos los que, al momento de integrar la planta de cogeneración en las instalaciones ya existentes, no se prevé la preparación de las infraestructuras que permiten la conexión a la red eléctrica o las que suministran el gas natural a la planta.

- **Desconocimiento del potencial que las tecnologías de cogeneración pueden ofrecer en el**

Perú:

En el año 2000 se realizó el último estudio del potencial de cogeneración en Perú; este estudio es necesario para conocer las ventajas técnicas y de ahorro, tanto energético como económico que ofrece la implementación de las tecnologías de cogeneración.

Otras Barreras:

- **Incertidumbre en el suministro del gas natural:**

El gas natural es uno de los combustibles que más se utiliza en instalaciones de cogeneración, por lo que la incertidumbre en el suministro de este combustible supone una barrera muy importante al desarrollo de estas tecnologías. La red que abastece de gas natural al país no es suficiente para satisfacer la alta demanda existente en el país.

- **Regulatorias:**

La falta de un marco regulatorio adecuado es otra barrera a tener en cuenta. Aunque, Perú sí dispone desde 2005 de un Reglamento sobre la Cogeneración, éste no está consiguiendo su objetivo de conseguir desarrollar el sector de la cogeneración en el país.

- **Económicas:**

Los altos costes iniciales de las instalaciones de cogeneración, así como los elevados periodos de amortización, se presentan como una importante barrera al desarrollo de este mercado.

- **Educativas e información:**

El desconocimiento de la tecnología por parte de los usuarios disminuye la demanda del uso de estos sistemas. En otras ocasiones sucede que los potenciales usuarios conocen la existencia de la tecnología, pero no tienen toda la información, por lo que existe una desconfianza a la hora de

usar esta tecnología. Si se quiere desarrollar el mercado es necesario que exista un buen conocimiento.

2.7 Futuro de la Cogeneración.

Hasta el 2014 se ha registrado que de los 49,55 Tera vatio-hora consumidos para la producción de electricidad a nivel mundial, casi 2/3 se disipan al medio ambiente (componente térmica perdida aproximada de 63%), es esta componente térmica disipada la cual se busca aprovechar con el uso de la Cogeneración aplicando CHP o conceptualizando sistemas de generación descentralizada (o distribuida).

Los países más importantes tuvieron conciencia de las actividades nocivas que el hombre realizaba en perjuicio de su propio planeta, motivo por el cual se vieron en la necesidad de realizar el “desarrollo sustentable” ambiental, social y económico.

A partir de 1987 se formaliza a nivel internacional el término “desarrollo sustentable” con la comisión Brundtland (en honor a ex-primera ministra de Noruega Gro Harlem Brundtland).

El Protocolo de Kyoto (1997) implementado en una convención de cambio climático de las Naciones Unidas es el reflejo de la voluntad de los países más desarrollados de proteger el medio ambiente; en dicho protocolo los países involucrados se comprometen a reducir sus GEI (Gases Efecto Invernadero), planteándose en el periodo del 2008-2012 reducir en un 5% la suma de GEI respecto de los niveles registrados en 1990. Posteriormente en el 2014 se logra comprobar que las metas planteadas respecto a 1990 se cumplieron ya que los países miembros adoptaron los procedimientos adecuados.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) fue uno de los procedimientos propuestos por este protocolo para permitir que los países en vías de desarrollo puedan contribuir en la reducción de GEI (Gases de Efecto Invernadero), a todo ello debemos sumarle la necesidad de reducir la dependencia de la volatilidad de precios en combustibles fósiles.

Se concluye que la cogeneración en la actualidad es considerada a nivel mundial como un procedimiento que contribuye en el aumento de la eficiencia energética y la mejora de la calidad ambiental.

Se cuenta con una potencia global de cogeneración instalada de 330 GWe que equivale al 9% de la producción de electricidad cuyo impacto económico sea probablemente superior.

La eficiencia energética es una estrategia común en los países más desarrollados, contando de antemano con la cogeneración para dicho cometido ya que estudios demuestran que dar impulso a la eficiencia energética genera grandes beneficios macroeconómicos y múltiples beneficios a las empresas que hacen uso de estas tecnologías.

Un ejemplo claro a nivel mundial es Dinamarca donde más del 50% de la producción eléctrica proviene de la cogeneración, ello se debe a que en dicho país las tecnologías de cogeneración son avanzadas.

Incrementar la eficiencia energética en procesos de cogeneración se traduce en reducción de las emisiones de CO₂ al medio ambiente, disminución de la dependencia de combustibles fósiles, reducción en los costes de inversión en plantas de generación, redes de transmisión y distribución, y reducción de las tarifas eléctricas

Los órganos del estado y asociaciones privadas tienen la ardua labor de fomentar y promocionar las tecnologías de cogeneración eléctrica y para ello utilizan las siguientes estrategias: análisis y recomendaciones sobre prácticas de interconexión, tarifas y respaldo, asesoría técnica y financiera; difusión de las experiencias, sugerencias para su adopción, incentivos impositivos; análisis de las oportunidades de acceso a segmentos de mercados; estimación de potenciales y resultados de los programas de aprovechamiento, diseño y acceso a herramientas de evaluación de sus beneficios.

En la actualidad las primeras economías mundiales consideran como un hecho que los hidrocarburos no es un respaldo económico sólido, es decir la prosperidad global ya no depende de la industria petrolera sino de la industria nacional.

CAPITULO III: CÁLCULOS Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

A continuación, vamos a mencionar algunas de las variables que estudiaremos a lo largo del trabajo de investigación.

VARIABLES		DESCRIPCION CONCEPTUAL	INDICADORES
Variable dependiente	Diseño de un sistema de cogeneración eléctrica	Desarrollar un sistema de cogeneración eléctrica para la empresa La Calera	Potencia (KW) Voltaje (V) Frecuencia (Hz)
	Facturación mensual de consumo de electricidad	El costo de los conceptos de consumo eléctrico, cobros por generación, transmisión y cargos adicionales	Dólares (US\$)
Variables independientes	Facturación mensual de consumo de gas	El costo de los conceptos de suministro, transporte, distribución y recargos	Dólares (US\$)
	Energía activa consumida	El valor mensual de la energía consumida	Mega Watt hora (MWh)

3.1 Características técnicas.

Los datos técnicos fueron recopilados en la realización del trabajo de consultoría

Tabla 3

Características técnicas de la caldera

Eficiencia de Caldera	80%	
Presión de Trabajo	7	bar
Entalpiade Vapor Saturado a Presión de Trabajo	2763.5	kJ/kg
Volumen Especifico	0.2729	m3/kg
Entalpia de Agua de Alimentación (@25°C)	104.89	kJ/kg
PCS (GN)	39,923	kJ/sm3

Fuente: propia

Tabla 4

Características técnicas del generador Gamma HGM560

Potencia Eléctrica	1,307	kW
Potencia Térmica	756	kW
Potencia Entrante	3,214	kW
Eficiencia Eléctrica	0.41	
Eficiencia Total	0.89	
Factor de Planta	0.95	
Numero de Gen	2	

Fuente: propia

Tabla 5

Características del intercambiador de calor

Eficiencia de Intercambiador de Calor	75%	
Presión de Trabajo	7	bar
Entalpia de Vapor Saturado a Presión de Trabajo	2763.5	kJ/kg
Volumen Especifico	0.2729	m3/kg
Entalpia de Agua de Alimentación (@25°C)	104.89	kJ/kg

Tabla 6

Características de los gases de escape del generador

Potencia Térmica	756	kW
Factor	3600	(kJ/h)/kW
Energía Horaria	272160	kJ/h

Fuente: propia

$$\boxed{EH = PT \times EH}$$

$$\Rightarrow EH = 756 \text{ kW} \times 3600 \text{ (kJ/h) /kW} = 2721600 \text{ kJ/h}$$

EH: Energía Horaria

PT: Potencia Térmica

EH: Energía Horaria

Tabla 7

Características de consumo de gas natural de la planta en mes típico

PCS	0.04	GJ/sm ³
Consumo Mensual	164,126	sm ³ /mes
Consumo Horario	228	sm ³ /h
Participación Consumo/Cartón	80%	

Fuente: propia

3.1.1.1 Cálculo del consumo de gas natural en un mes típico.

Se conoce que la ratio de consumo por parte de la planta cartón es del 80%, razón por la cual se procede al cálculo de consumo mensual de gas natural por parte de la planta cartón.

$$\boxed{VM = CM \times R}$$

$$\Rightarrow VM = 164,126 \times 80\% = 131,301 \text{ [sm}^3\text{]}$$

$$\boxed{VH = CM \times R}$$

$$\Rightarrow VH = 228 \times 80\% = 182 \text{ [sm}^3\text{/h]}$$

Donde:

VM: Volumen Mensual

VH: Volumen Horario

CM: Consumo Mensual

R: Ratio

Tabla 8

Consumo de gas natural en mes típico

Ratio	80%
Volumen Mensual planta	131.301 sm ³
Volumen Horario planta	182 sm ³ /h

3.1.1.2 Cálculo del consumo de gas natural de los secadores.

$$mh = \frac{vh \times PCS \times \eta}{\xi - \xi@}$$

$$vh = v \times mh$$

Donde:

mh: Masa horaria

vh: Volumen horario

ve: Volumen específico

PCS: Poder Calorífico Superior de gas natural

η : Eficiencia de la caldera

ξ : Entalpia de vapor saturado a presión de trabajo

$\xi@$: Entalpia de agua de alimentación a 25°

$$\Rightarrow mh = \frac{182 \left[\frac{\text{sm}^3}{\text{h}} \right] \times 39923 \left[\frac{\text{kJ}}{\text{sm}^3} \right] \times 80\%}{2763.5 \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right] - 104.89 \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]} = 2191 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right]$$

$$\Rightarrow vh = 0.2729 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \right] \times 2191 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right] = 598 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right]$$

Tabla 9

Consumo de gas natural de los secadores

Masa Horario secador	2.19	kg/h
Volumen Horario secado	598	m ³ /h

3.2 Cálculo de la producción de vapor (por generador)

$$m_{hg} = \frac{v_h \times PCS \times \eta}{\xi - \xi@}$$

$$v_{hg} = v_e \times m_h$$

Donde:

m_{hg} : Masa horaria del generador

v_{hg} : Volumen horario del generador

v_e : Volumen específico

PCS: Poder Calorífico Superior de gas natural

η : Eficiencia del generador

ξ : Entalpia de vapor saturado a presión de trabajo

$\xi@$: Entalpia de agua de alimentación a 25°

$$\Rightarrow m_{hg} = \frac{2721600 \left[\frac{kJ}{h} \right] \times 75\%}{2763.5 \left[\frac{kJ}{kg} \right] - 104.89 \left[\frac{kJ}{kg} \right]} = 768 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

$$\Rightarrow v_{hg} = 0.2729 \left[\frac{m^3}{kg} \right] \times 768 \left[\frac{kg}{h} \right] = 210 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

Tabla 10

Producción de vapor en los generadores

<u>Masa Horario vapor generado</u>	<u>76</u>	<u>kg/h</u>
<u>Volumen Horario vapor generado</u>	<u>21</u>	<u>m3/h</u>

3.3 Análisis del consumo eléctrico por mes

Para realizar el presente análisis se utilizó los perfiles de carga brindados por el COES en los meses de diciembre del 2015, enero, febrero y marzo del 2016, los cuales anexaremos en este trabajo de tesis.

En el perfil de cargas se tiene los valores de energía activa cada 15 minutos de los 4 ambientes (La Calera, Cartón, Molino y Agro Industrial).

3.3.1 Cálculo de la energía activa

$$E.A(MWh) = \left(\frac{\sum}{\# \times 1000} \right) [MWh]$$

Donde:

E.A (MWh): Energía Activa consumida en el mes de análisis

\sum KW : Suma de energías activas de todas las plantas en el mes de análisis (4512203.84 KW).

#: Número de ambientes que consumen energía (4).

Reemplazando, se tiene que la Energía Activa consumida en el mes de diciembre 2015 es:

$$\Rightarrow E.A (MWh) = \left(\frac{4512203.84}{4 \times 1000} \right) [MWh] = 1128 [MWh]$$

Cálculo de la energía reactiva

$$E.R (MVARh) = \left(\frac{\sum}{N*1000} \right) [MWh]$$

de:

(*MVARh*): Energía Reactiva consumida en el mes de análisis.

V : Suma de energías reactivas de las plantas en el mes de análisis (2307636.84 KVAR).

úmero de ambientes que consumen energía (4).

emplazando, se tiene que la Energía Reactiva consumida en el mes de diciembre 2015 es:

$$\Rightarrow E.R (MVARh) = \left(\frac{2307636.84}{4*1000} \right) [MVARh] = 577 [MVARh]$$

ntinuación, se muestra una tabla de resumen de los cálculos realizados.

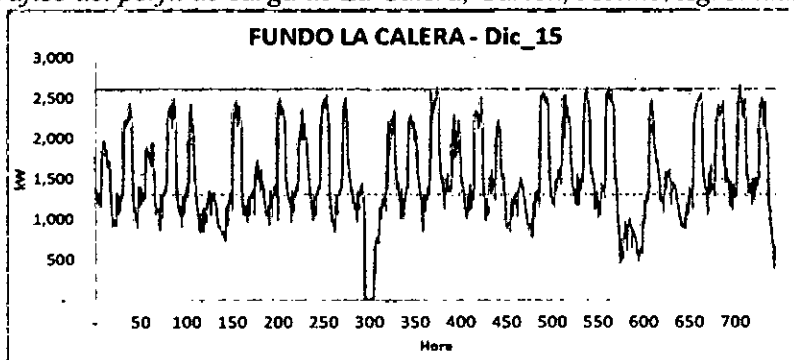
a 11

sumo eléctrico planta La Calera diciembre 2015

Análisis mensual a Plena Carga		
Energía Activa	1128	MWh
Energía Reactiva	577	MVARh
Demanda	2,668	kW
MD	30	
Edad de días	12	

Fuente: propia

Gráfico del perfil de carga de La Calera, Cartón, Molino, Agroindustrial

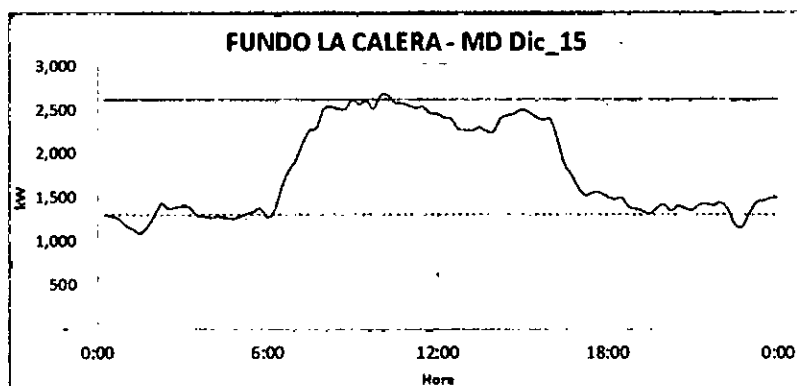


Fuente: propia

Tabla 12

Análisis de máxima demanda La Calera diciembre 2015

Energía Activa	43	MWh
Energía Reactiva	43	MVARh
Máxima Demanda	2,668	kW
Periodo de Venta Garantizada a ED	6:00	

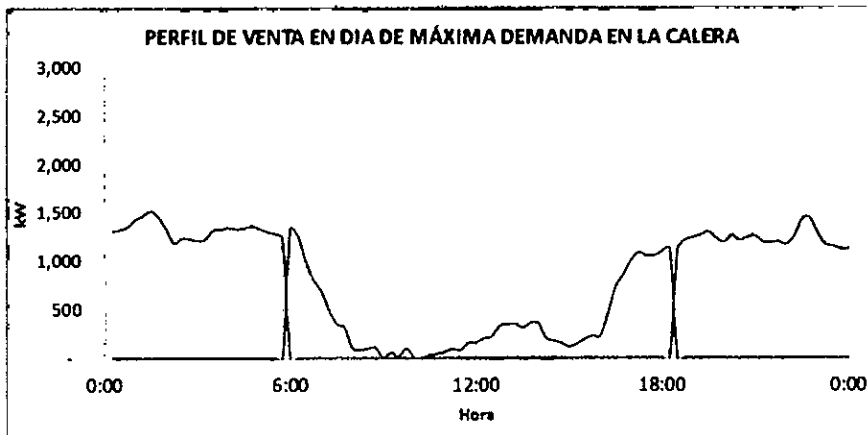


Fuente: propia

Tabla 13

Análisis de venta en planta La Calera diciembre 2015

MaxD en Periodo de Venta a ED - DMD	1,498	kW
MaxD en Periodo de Venta a ED - MES	1,666	kW
MinD en Periodo de Venta a ED - DMD	1,096	kW
MinD en Periodo de Venta a ED - MES	378	kW



Fuente: propia

3.4 Análisis de las condiciones actuales en diciembre del 2015

Se calcula los parámetros anuales, en este caso se utiliza el mes de diciembre del 2015 como base:

$$\boxed{DEA = (EA) \times p}$$

Donde:

DEA: Demanda eléctrica Anual

EA: Energía activa

p: cantidad de meses (12)

$$\Rightarrow DEA = 1,128 \text{ MWh} \times 12 = 13,537 \text{ MWh/año}$$

$$\boxed{DGN = (C) \times p}$$

Donde:

DGN: Demanda de gas natural industrial

C: Consumo mensual

p: cantidad de meses (12)

$$\Rightarrow DGN = 164,126 \text{ sm}^3/\text{mes} \times 12 = 1,969,516 \text{ sm}^3/\text{año}$$

Tabla 14

Análisis de la demanda eléctrica y gas natural

Demanda Eléctrica Anual	13,537	MWh/año
Demanda de GN Industrial	1969516	sm ³ /año

3.5 Facturación mensual de compra de electricidad a ElectroDunas

Se debe tener en cuenta el tipo de cambio (TC=3.3864) utilizado en el tiempo que se realizó la evaluación y el consumo de gas natural antes que se ejecute el proyecto.

Tabla 15

La calera (diciembre 2015)

Concepto de Facturación	Unidad	Precio	Cantidad	S/.
Potencia de Generación - Punta	S/./kW mes	52.63	694	36,516
Potencia de Distribución - Punta	S/./kW mes	12.1	694	8,395
Energía Activa - Punta	S/./kWh	0.219	58,216	12,749
Energía Activa - Fuera de Punta	S/./kWh	0.1831	515,106	94,316
Exceso de Potencia Distribución - Fd Punta	S/./kW mes	14.31	884	12,653
Energía Reactiva	S/./kVarh	0.0427	114,664	4,896
Cargo Fijo				6
TOTAL				169,532

Fuente: propia

Tabla 16

Molino (diciembre 2015)

Concepto de Facturación	Unidad	Precio	Cantidad	S/.
Potencia de Generación - Punta	S/./kW mes	52.63	280	14,721
Potencia de Distribución - Punta	S/./kW mes	12.1	280	3,384
Energía Activa - Punta	S/./kWh	0.219	24,675	5,404
Energía Activa - Fuera de Punta	S/./kWh	0.1831	72,782	13,326
Exceso de Potencia Distribución - Fd Punta	S/./kW mes	14.31	9	128
Energía Reactiva	S/./kVarh	0.0427	19,491	832
Cargo Fijo				6
TOTAL				37,803

Fuente: propia

Tabla 17

Cartón (diciembre 2015)

Concepto de Facturación	Unidad	Precio	Cantidad	S/.
Potencia de Generación - Max (Punta o FdP)	S/./kW mes	49.03	572	28,067
Potencia de Distribución - Max (Punta o FdP)	S/./kW mes	13.82	572	7,911
Energía Activa - Punta	S/./kWh	0.219	61,813	13,537
Energía Activa - Fuera de Punta	S/./kWh	0.1831	228,193	41,782
Energía Reactiva	S/./kVarh	0.0427	58,001	2,477
Cargo Fijo				6
TOTAL				93,781

Tabla 18

Agroindustrial (diciembre 2015)

Concepto de Facturación	Unidad	Precio	Cantidad	S/.
Potencia de Generación - Max (Punta o FdP)	S/./kW mes	24.21	455	11,020
Potencia de Distribución - Max (Punta o FdP)	S/./kW mes	13.82	455	6,291
Energía Activa - Punta	S/./kWh	0.219	24,936	5,461
Energía Activa - Fuera de Punta	S/./kWh	0.1831	142,329	26,060
Energía Reactiva	S/./kVarh	0.0427	33,453	1,428
Cargo Fijo.				6
TOTAL				50,267

Fuente: propia

3.5.1 Potencia de Generación Máxima (Punta o Factor de planta)

$$\text{Calera+ Cartón+ Molino+ Agro industrial} = \frac{S/.36516+S/.14721+S/.28067+S/.11020}{3.3864}$$

$$\Rightarrow \text{Calera+ Cartón+ Molino+ Agro industrial} = 26673(\text{US\$})$$

Calculo de generación de energía activa de las cuatro instalaciones (en horas punta y fuera de punta)

3.5.2 Cálculo de los US\$/MWh

$$\text{(US\$/MWh)} = \frac{\text{FUS\$}}{\text{CE}}$$

FUS\$: Valores de factura en dólares

CE: Consumo eléctrico mensual sin proyecto (1128 MWh)

$$\Rightarrow \text{(US\$/MWh)} = \frac{26673}{1128} = 23.6$$

Se hace el mismo procedimiento para todos los valores de la tabla

Tabla 19

Facturación de compra eléctrica (diciembre 2015)

Concepto	Factura (US\$)	Precio (US\$/MWh)
G+T(Pot)	26,673	23.6
G (Energía)	62,791	55.7
D (Pot)	11,446.6	10.1
Cargos	1,313.2	1.2
TOTAL	102,224	90.6
Consumo Eléctrico (SinProyecto)	1,128	MWh
Facturación Mensual (Sin IGV)	113,671	US\$

$$\text{FE} = \text{PT} \times \text{CE} \times \left(\frac{r\%}{(1+r\%)^{12} - 1} \right) \times \frac{1}{1000}$$

Donde:

FE: Factura de compra electricidad en MUS\$/año

PT: Precio total de (US\$/MWh)

CE: Consumo eléctrico mensual sin proyecto (1128 MWh)

r %: Tasa de interés (12%)

$$\Rightarrow FE = 90.6 \times 1128 \times \left(\frac{12\%}{(1+12\%)^{12} - 1} \right) \times \frac{1}{1000} = 1293 \text{ MUS\$/año}$$

3.6 Facturación mensual compra de gas natural a Contugas

$$\boxed{PMGI = \frac{\text{(US\$)}}{CS}}$$

Donde:

PMGI: Precio Medio de GN (Industrial)

(US\$): Facturación total en (US\$)

CS: Consumo de gas natural sin proyecto

$$\Rightarrow PMGI = \frac{34,097}{164,126} = 0.21 \text{ US\$/ sm}^3$$

Facturación Mensual (SinIGV,SinReac)= Facturación total de gas en (US\$) = 34,097

Tabla 20

Precio medio y facturación mensual

Precio Medio de GN (Industrial)	0.21	US\$/ sm ³
Facturación Mensual (SinIGV,SinReac)	34,097	US\$

$$\boxed{FCGN = FmGN \times CGN \times \left(\frac{r\%}{(1+r\%)^{12} - 1} \right) \times \frac{1}{1000}}$$

Donde:

FCGN: Factura Compra GN-Ind

FmGN: Facturación total de gas mensual (34097US\$)

CGN: Consumo de Gas Natural Sin proyecto (164126 sm³ - mes)

r%: Tasa de interés mensual 12%

$$\Rightarrow \text{FCGN} = 34097 \times 164126 \times \left(\frac{12\%}{(1+12\%)^{\frac{1}{12}} - 1} \right) \times \frac{1}{1000} = 431 \text{ Miles US\$/año}$$

Tabla 21

Facturación de compra eléctrica y gas natural (diciembre 2015)

Factura_Compra Electricidad	1,293	Miles US\$/año
Factura_Compra GN-Ind	431	Miles US\$/año

Tabla 22

Tarifas aplicadas de gas natural por parte de la empresa CONTUGAS

<u>Tipo de cambio</u>		<u>3.3864 S./US\$</u>				
<u>Consumo de Gas Natural (Sin Proyecto)</u>		<u>164,126 sm3 - mes</u>				
<u>Poder Calorífico Superior</u>		<u>0.0399 GJ/sm3</u>				
Concepto	Und	Precio* (US\$)	Precio* (Soles)	Cantidad	Facturación (Soles)	Facturación (US\$)
Tarifa de Suministro	GJ	1.21	4.10	6,552	26,839	7,926
Tarifa Transporte Firme	1000 sm3	38.05	128.84	164	21,146	6,244
Recargo FISE	1000 sm3	1.96	6.64	164	1,090	322
Tarifa Regulada de Seguridad	1000 sm3	1.56	5.27	164	865	255
Tarifa Distribución Margen Comercial Fijo	sm3/día	0.06	0.21	5,471	1,141	337
Tarifa Distribución Margen Comercial Variable	1000 sm3	13.43	45.49	164	7,466	2,205
Tarifa Distribución Margen Distribución Fijo	sm3/día	0.41	1.38	5,471	7,569	2,235
Tarifa Distribución Margen Distribución Variable	1000 sm3	88.79	300.68	164	49,349	14,573
TOTAL					115,465	34,097

Fuente: propia

- Cálculo del Valor presente de la facturación de consumo eléctrico (VA)

$$Am = F \left[\frac{r\%}{(1+r\%)^n - 1} \right]$$

Donde:

Am: Pago constante

F: Facturación mensual eléctrica sin igv (102224US\$)

n: Periodos (1 mes)

r%: Tasa de interés mensual 12%

$$\Rightarrow Am = 102224 \left[\frac{12\%}{(1+12\%)^{12} - 1} \right] * \frac{1}{10^6} \text{ MMUS\$} = 1.29 \text{ MMUS\$}$$

- Calculando el VNA de facturación de consumo eléctricos durante un periodo de 15 años:

$$VNA = \frac{1.29}{(1+12\%)^1} + \frac{1.29}{(1+12\%)^2} + \frac{1.29}{(1+12\%)^3} + \dots + \frac{1.29}{(1+12\%)^{15}} = 8.8 \text{ MMUS\$}$$

- Cálculo del Valor presente de la facturación de consumo de gas (VA)

$$Ag = Fg \left[\frac{r\%}{(1+r\%)^n - 1} \right]$$

Donde:

Ag: Pago constante

Fg: Facturación mensual de consumo de gas natural sin igv (34097US\$)

n: Periodos (1 mes)

r%: Tasa de interés mensual 12%

$$\Rightarrow Am = 34097 \left[\frac{12\%}{(1+12\%)^{12} - 1} \right] * \frac{1}{10^6} \text{ MMUS\$} = 0.431 \text{ MMUS\$}$$

- Calculando el VNA de facturación de consumo de gas durante un periodo de 15 años:

$$VNA = \frac{0.431}{(1+12\%)^1} + \frac{0.431}{(1+12\%)^2} + \frac{0.431}{(1+12\%)^3} + \dots + \frac{0.431}{(1+12\%)^{15}} = 2.94 \text{ MMUS\$}$$

Tabla 23

Resumen de consumo eléctrico y gas natural

VNA_SP_Facturación Consumo de Electricidad (E/D)	8.80	MM US\$
VNA_SP_Facturación Consumo de Gas Natural (C/G)	2.94	MM US\$
VNA_SP_Facturación TOTAL	11.74	MM US\$

Tabla 24

Compra y venta de electricidad y gas natural(diciembre 2015)

Compra de Electricidad	452	MWh/año
Compra de GN-Ind	865,154	sm ³ /año
Compra de GN-GE	1,903,040	sm ³ /año
Venta de Electricidad	-4,727	MWh/año
Producción Eléctrica	8,582	MWh/año

3.7 Cálculo de los MWh

$$\text{MWh} = (\text{PCS}) \times (\text{CGS})$$

Dónde:

PCS: Poder calorífico superior de GN

CGS: Consumo de GN sin proyecto

$$\Rightarrow \text{MWh} = (0.0399 \text{ GJ/sm}^3) \times (164126 \text{ sm}^3\text{-mes}) = 6552 \text{ GJ/mes}$$

Convirtiendo de GJ/mes a MWh:

$$\Rightarrow (6.552 \text{ GJ/mes}) \times (277.77778/1000) = 1820 \text{ MWh}$$

$$\Rightarrow (6.552 \text{ GJ/mes}) \times (277.77778/1000) = 1820 \text{ MWh}$$

3.8 Costo de Calor

$$\text{CC} = (\text{Fg}) / (\text{MWh})$$

Dónde:

CC: Costo de Calor

Fg: Facturación mensual de consumo de gas natural sin igv (34097US\$)

$$\Rightarrow \text{CC} = 34097/1820 = 18.73 \text{ US\$/MWh}$$

Tabla 25

Costo de electricidad y costo de calor

Costo de Electricidad	90.62	US\$/MWh	6,552	GJ/mes
Costo de Calor	18.73	US\$/MWh	1,820	MWh

3.9 Hipótesis.

Conseguir la condición de cliente libre.

3.9.1 Hipótesis Específicas.

- Un ahorro considerable del consumo de energía eléctrica.
- Cubrir las creces de potencia contratada requerida por Electrodunas.

3.10 Metodología.

Este trabajo sigue el método científico, cuyo diseño se rige en base a los pasos que mencionaremos a continuación.

3.10.1 Diagnostico

Es la evaluación de las necesidades energéticas de la planta, el diagnóstico sirve para poder tomar una decisión de la potencia eléctrica a reemplazar por energía térmica y eléctrica las cuales son resultado de la propuesta de cogeneración.

3.10.2 Programa de implantación

Es el paso clave para incidir efectivamente en la organización, ya que es el momento de transformar los planteamientos y medidas de mejoramiento en acciones específicas para cumplir el objetivo de estudio.

3.10.3 Planificación

Son los esfuerzos que se realizan a fin de cumplir objetivos y hacer realidad diversos propósitos.

Este proceso exige respetar una serie de pasos definidos desde el inicio, en nuestro caso

mencionamos los siguientes pasos:

- ❖ Diseño del sistema de cogeneración.
- ❖ Tecnología de equipos a utilizar.
- ❖ Criterios de optimización del sistema eléctrico.
- ❖ Modalidades de financiamiento y tarifas

3.10.4 Integración de la documentación

Es el procedimiento mediante el cual se pone a disposición los documentos que contienen el desarrollo del proyecto de investigación.

- ❖ Presentación del proyecto
- ❖ Conclusiones y recomendaciones

3.11 Estudio de mercado

El mercado eléctrico peruano ha registrado durante el año 2015 un crecimiento de la demanda del orden del 6,6% en comparación con el mismo periodo anterior, llegándose a una producción de energía de 44,5 TWh, en tanto que la máxima demanda presentó un incremento de 9,4%, alcanzando en este año 6 275 MW.

No obstante, el crecimiento antes anotado, por el lado de los costos de producción, en el año 2015 el costo marginal promedio de generación (Tarifa Promedio G) se situó por debajo del precio regulado de OSINERGMIN de 60 US\$/MWh, a valor mínimo de los últimos 10 años; debido

principalmente al ingreso en operación de nuevas plantas de generación, además del contexto de precios del gas natural, sobreoferta de generación, entre otros.

Esta situación coyuntural y sui generis en el mercado eléctrico ha generado expectativas favorables en la demanda, representada por los clientes libres y aquellos que tienen demanda superior a 200 kW, como es el caso de Fundo La Calera, que pueden optar por la condición de Cliente Libre y negociar directamente la componente de precios de generación. Al respecto actualmente se dan condiciones favorables de precio para los contratos de suministro.

Bajo ese contexto, se propone a Fundo La Calera realizar gestiones para mejorar sus condiciones de contratación, en aplicación de las medidas de competencia vigentes en el sector, partiendo de la base de sus facturas del 2015, que en términos anuales se resume en el siguiente cuadro:

3.12 Estudio técnico

La Empresa La Calera S.A.C. es una empresa privada, dedicada a la producción y comercialización de huevos en el Perú, siendo exportadora de cítricos, paltas y uvas, con operaciones en plantas de producción que pertenecen corporativamente al mismo grupo económico.

En particular para este Proyecto de Modificación de Conexión en Media Tensión -Sistema de Utilización La Calera, se consideran suministros eléctricos de áreas físicamente contiguos y cuyo sistema de distribución es alimentado desde las redes de MT de la Empresa de Distribución Eléctrica ElectroDunas S.A., a través del alimentador MT10kV desde la S.E. Pedregal ubicada en el distrito de Tambo de Mora de la provincia de Chincha, correspondiendo a los suministros eléctricos siguientes.

Tabla 1

Contrato con Electro Dunas

Suministro	Denominación	Tensión [kV]	Tipo de Tarifa	Potencia Contratada [kW]
381000151	Calera	10	MT2	800
381000361	Cartón	10	MT3	300
381001493	Molino	10	MT2	350
Total				1450

Fuente: propia

En cuanto a las cargas que serán atendidas con el presente proyecto de modificación, el consumo eléctrico mensual que presenta cada suministro se muestra en el siguiente cuadro.

Tabla 2

Consumo Eléctrico-abril 2016

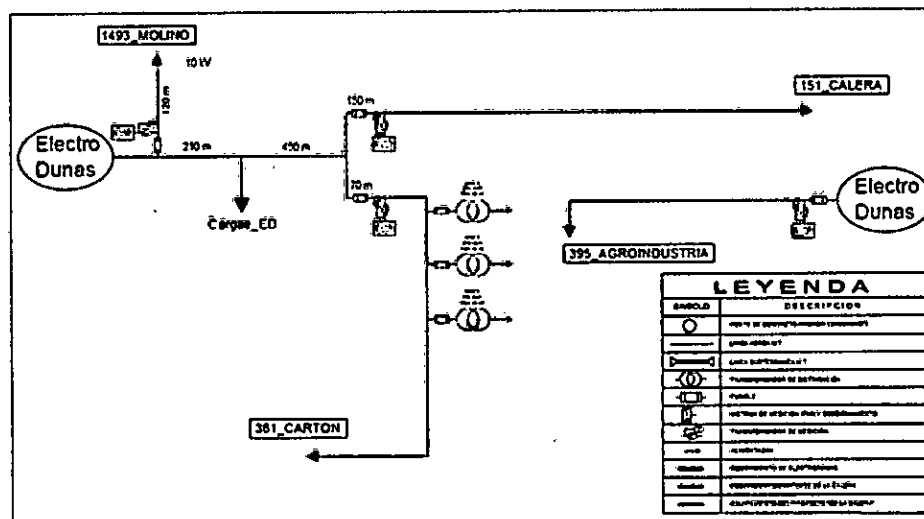
Suministro	Denominación	Potencia Contratada [kW]	Máxima Demanda N.C. [kW]	Factor de Carga	Energía Consumida [MWh]
381000151	Calera	800	1700	0,51	626
381000361	Cartón	300	550	0,77	303
381001493	Molino	350	280	0,47	95
Total		1450	2530	0,66	1024

Fuente: propia

El Fundo La Calera tiene un consumo de energía mensual de 1024 MWh, con un costo promedio de energía de 309 S./MWh incluyendo la componente de generación, peaje de transmisión y el pago de la distribución,

La situación actual de las operaciones del sistema de utilización se muestra en el siguiente diagrama unifilar.

Diagrama Unifilar-Sin Proyecto



Fuente: propia

Como se observa, la configuración del alimentador para el suministro en media tensión atiende a los tres suministros que conforman el Proyecto General de Co-generación, mediante la integración de las redes, requiriéndose del Proyecto de Modificación MT descrito en los numerales siguientes.

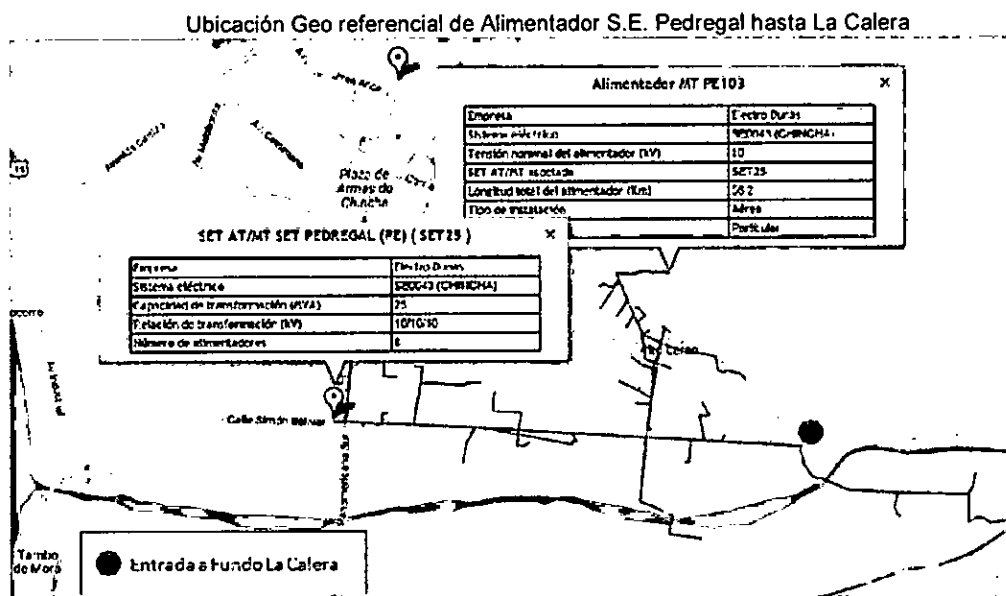
El proyecto de cogeneración consistiría en la implementación de 2 unidades de generación de 1,1MW cada una, previstas a instalarse en área próxima a la Fábrica de Cartón del Fundo La Calera.

Para la Modificación de la conexión al Sistema de Electro Dunas se ha elaborado el Proyecto de Modificación del Sistema de Utilización, conforme a la Norma de Procedimientos del Ministerio de Energía y Minas.

3.11 Ubicación del proyecto

El proyecto se encuentra ubicado en el Fundo La Calera en el distrito de Alto Laran, Provincia de Chíncha en el departamento de Ica. La ubicación referencial del proyecto presenta las coordenadas UTM 385200 Este y 8512300 Sur, con una altitud de 179 msnm.

Las vías de acceso al distrito Alto Laran es por vía terrestre, por dos rutas, la principal por una vía local que inicia en el desvío a la altura del km 200 de la panamericana sur, entrada al centro poblado de Pedregal. La segunda ruta de acceso es desde el distrito de Pueblo Nuevo en la provincia de Chíncha siguiendo la ruta inicial que lleva a Huancavelica.



Fuente: propia

CAPITULO IV: EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA

4.1 Inversión

A continuación, se muestra los precios de cada uno de los elementos que se utilizará, tanto en caso de autogeneración como en caso de cogeneración.

Tabla 25

Compra y venta de electricidad y gas natural

Tabla 26

Compra y venta de electricidad y gas natural

AUTOGENERACIÓN			
EQUIPAMIENTO	Cantidad	Precio M US\$	Costo M US\$
Generador de 1,152 MW en 0,48 kV	2	507	1,014
Tablero MCS Paralelismo y Gestión	1	69	69
Transformador de 1,5 MVA; 10/0,48 kV	2	53	105
Interruptores en 10 kV	4	12	49
Línea AAAC 35 mm ² (Con Postes)	1000	0.03	27
Línea AAAC 35 mm ² (Sin Postes)	80	0.01	1
Barra Biposte	2	1	2
Materiales			1,267
Montaje			63
Transporte			63
Gastos Generales			89
Ingeniería			60
Conexión de Medidor GN			7
Utilidad			133
TOTAL			1,682

COGENERACIÓN			
EQUIPAMIENTO	Cantidad	Precio M US\$	Costo M US\$
Generador de 1,152 MW en 0,48 kV	2	507	1,014
Tablero MCS Paralelismo y Gestión	1	69	69
Transformador de 1,5 MVA; 10/0,48 kV	2	53	105
Interruptor en 10 kV	4	12	49
Sistema de Recuperación de Calor	1	347	347
Línea AAAC 35 mm ² (Con Postes)	1000	0.03	27
Línea AAAC 35 mm ² (Sin Postes)	80	0.01	1
Biposte (Barra)	2	1	2
Materiales			1,614
Montaje			81
Transporte			81
Gastos Generales			113
Ingeniería			60
Conexión de Medidor GN			7
Utilidad			169
TOTAL			2,124

Fuente: propia

4.2 Análisis de tarifas en autogeneración

4.2.1 Anualidad de la inversión en generadores eléctricos a GN con autogeneración.

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

Donde:

A: Pago anual constante P: Inversión presente

i: tasa de interés (12%)

n: cantidad de periodos (15 años)

$$\Rightarrow A=1682x \left[\frac{12\%x(1+12\%)^{15}}{(1+12\%)^{15}-1} \right] = 247$$

4.2.2 Gastos en operación y mantenimiento eléctricos

$$O\&ME = \frac{ri\%.TA.(Im-Ig)}{Ig}$$

Donde:

O&ME: Gastos en operación y mantenimiento eléctricos.

TA: Costo total de autogeneración (1682MU\$).

ri%: Tasa de recuperación en maquinarias (3%).

Im: Inversión en materiales (1267MU\$).

Ig: inversión en generadores (1014MU\$).

$$\Rightarrow \text{O\&ME} = \frac{3\% \cdot 1682 \cdot (1267 - 1014)}{1014} = 10 \text{ MU}\$$$

➤ Cálculo del valor neto presente de O&SE ME tendría:

$$\text{VNA} = \frac{10}{(1+12\%)^1} + \frac{10}{(1+12\%)^2} + \frac{10}{(1+12\%)^3} + \dots + \frac{10}{(1+12\%)^{15}} = 68.69 \text{ MU}\$$$

➤ Cálculo del pago anual constante

$$\text{AO\&ME} = 68.69 \left[\frac{12\%(1+12\%)^{15}}{(1+12\%)^{15}-1} \right] = 10 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}}$$

423 Gastos en servicios de operación continua con generadores eléctricos.

OG: Servicios de operación continua con generadores (35 MU\$\$ Según tabla 38).

➤ Calculando el VNA de OG tendría:

$$\text{VNA} = \frac{35}{(1+12\%)^1} + \frac{35}{(1+12\%)^2} + \frac{35}{(1+12\%)^3} + \dots + \frac{35}{(1+12\%)^{15}} = 241.78 \text{ MU}\$$$

➤ Cálculo del pago anual constante

$$\text{AOG} = 241.78 \left[\frac{12\%(1+12\%)^{15}}{(1+12\%)^{15}-1} \right] = 35 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}}$$

424 Gastos de mantenimiento preventivo de los generadores

$$\text{MG} = \text{CV} \times \text{dm} \times \text{N} \times \frac{1}{1000}$$

Donde:

MG: Mantenimiento preventivo de los generadores

CV: Costo variable en mantenimiento preventivo

dm : tiempo de disponibilidad de los motores $(8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}})$

N: Número de generadores (2)

4.2.4.1 Costo variable en mantenimiento preventivo

$$CV = \frac{\sum NI + TMO + CA + TAO}{to}$$

CV: Costo variable en mantenimiento preventivo

$\sum NI$: Suma de gastos en repuestos antes de Overhaul (538413.44 US\$)

TMO: Total Coste MO Mnto Preventivo con Overhaul (87552.36 US\$)

CA: Costo de consumo en aceite (57162.35 US\$)

TAO: Total de costo en aceite de cambios con overhaul (57280.04 US\$)

to: tiempo de Overhaul (48000 horas)

$$\Rightarrow CV = \frac{538413.44 + 87552.36 + 57162.35 + 57280.04}{48000} = 15.43 \frac{\text{US\$}}{\text{hora}} \text{ por motor}$$

Reemplazando los valores:

$$\Rightarrow MG = 15.43 \times 8760 \times 2 \times \frac{1}{1000} = 270 \text{ MUSS}$$

➤ Calculando el VNA de MG tendría:

$$VNA = \frac{270}{(1+12\%)^1} + \frac{270}{(1+12\%)^2} + \frac{270}{(1+12\%)^3} + \dots + \frac{270}{(1+12\%)^{15}} = 1840.63 \text{ MUSS}$$

➤ Cálculo del pago anual constante

$$AMG = 1840.63 \left[\frac{12\%(1+12\%)^{15}}{(1+12\%)^{15}-1} \right] = 270 \frac{\text{MUSS}}{\text{año}}$$

4.2.5 Overhaul

Este valor se utiliza cada 6 años.

$$OH = oh \times N$$

Oh: Costo de Overhaul (135476.67 US\$)

N: Número de generadores

$$\Rightarrow OH = 135476.67 \times 2 = 271 \text{ MU}\$$$

➤ Calculando el VNA de OH se tendría:

$$VNA = \frac{271}{(1+12\%)^6} + \frac{271}{(1+12\%)^{12}} = 206.82 \text{ MU}\$$$

➤ Cálculo del pago anual constante

$$AOH = 206.82 \left[\frac{12\%(1+12\%)^{15}}{(1+12\%)^{15}-1} \right] = 30 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}}$$

4.3 Gasto total de la anualidad en operación y mantenimiento

$$\boxed{ACO\&M = AO\&ME + AOG + AMG + AOH}$$

ACO&M: Anualidad de Operación y mantenimiento

O&ME: Anualidad en operación y mantenimiento eléctricos

OG: Anualidad en operación continua de generación eléctrica.

MG: Anualidad en mantenimiento en generación de costo

OH: Anualidad de Overhaul

$$\Rightarrow ACO\&M = 10 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}} + 35 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}} + 270 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}} + 30 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}}$$

$$\Rightarrow ACO\&M = 346 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}}$$

Tabla 27
Compra y venta de electricidad y gas natural

TARIFAS	Precio	AG 2x1MW ALT 2.2
Inversión en Unidades de Generación	M US\$	1,682
Anualidad Inversión	M US\$/año	247
Costo de O&M	M US\$/año	346
Costo Anual Total	M US\$/año	593
Tarifa de Potencia+O&M_Año	USD/kW-año	226.91
Tarifa de Potencia+O&M_Mes	USD/kW-mes	17.9
Tarifa de Potencia+O&M Equivalente	USD/MWh	26.23

Fuente: propia

4.4 Análisis de tarifas en cogeneración

4.4.1 Anualidad de la inversión en generadores eléctricos a GN con cogeneración

Para el ejercicio de la cogeneración se dispone de intercambiadores de calor (SCR).

Es el valor fijo que se pagará anualmente durante 15 años que es el tiempo de duración de las maquinas con una tasa de interés del 12% es:

$$\Rightarrow A = 2124 \left[\frac{12\%(1+12\%)^{15}}{(1+12\%)^{15}-1} \right] = 312$$

$$\text{ACOM} = \text{AO\&ME} + \text{AOG} + \text{AMG} + \text{AOH} + \text{AO\&MSRC}$$

4.4.2 Gastos en mantenimiento de intercambiador de calor.

$$\text{O\&MSRC} = \frac{ri\% * \text{TCG} + \text{RC}}{Im}$$

O&MSRC: Mantenimiento de intercambiador de calor (35 MU\$).

ri%: Tasa de recuperación en maquinarias (3%).

TCG: Total de gastos de cogeneración (2124MU\$)

RC: Precio del recuperador de calor (347MU\$)

Im: Inversión en materiales (1614MU\$).

$$\Rightarrow \text{O\&MSRC} = \frac{3\% \cdot 2124 \cdot 347}{1614} = 14 \text{ MU}\$$$

➤ Calculando el VNA de O&MSRC tendría:

$$\text{VNA} = \frac{14}{(1+12\%)^1} + \frac{14}{(1+12\%)^2} + \frac{14}{(1+12\%)^3} + \dots + \frac{14}{(1+12\%)^{15}} = 14 \text{ MU}\$$$

➤ Cálculo del pago anual constante

$$\text{AO\&MSRC} = 14 \left[\frac{12\%(1+12\%)^{15}}{(1+12\%)^{15}-1} \right] = 14 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}}$$

$$\Rightarrow \text{ACOM} = 10 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}} + 35 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}} + 270 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}} + 30 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}} + 14 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}}$$

$$\Rightarrow \text{ACOM} = 360 \frac{\text{MU}\$}{\text{año}}$$

Tabla 28

Compra y venta de electricidad y gas natural

TARIFAS	Precio	CG 2x1MW
		ALT 3.2
Costo Total	M US\$	2,124
Anualidad Inversión	M US\$/año	312
Costo de O&M	M US\$/año	360
Costo Anual Total	M US\$/año	672
Tarifa de Potencia+O&M_Año	USD/kW-año	256.99
Tarifa de Potencia+O&M_Mes	USD/kW-mes	20.3
Tarifa de Potencia+O&M Equivalente	USD/MWh	29.71

Con Intercambiador de Calor

Tabla 29

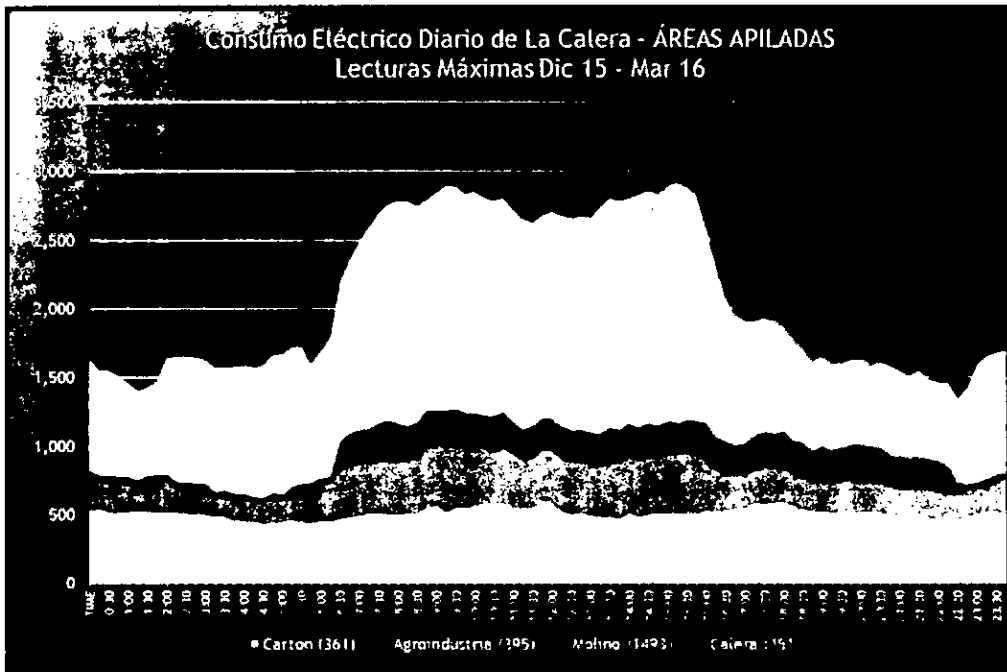
Compra y venta de electricidad y gas natural

Sistema de Recuperación de Calor

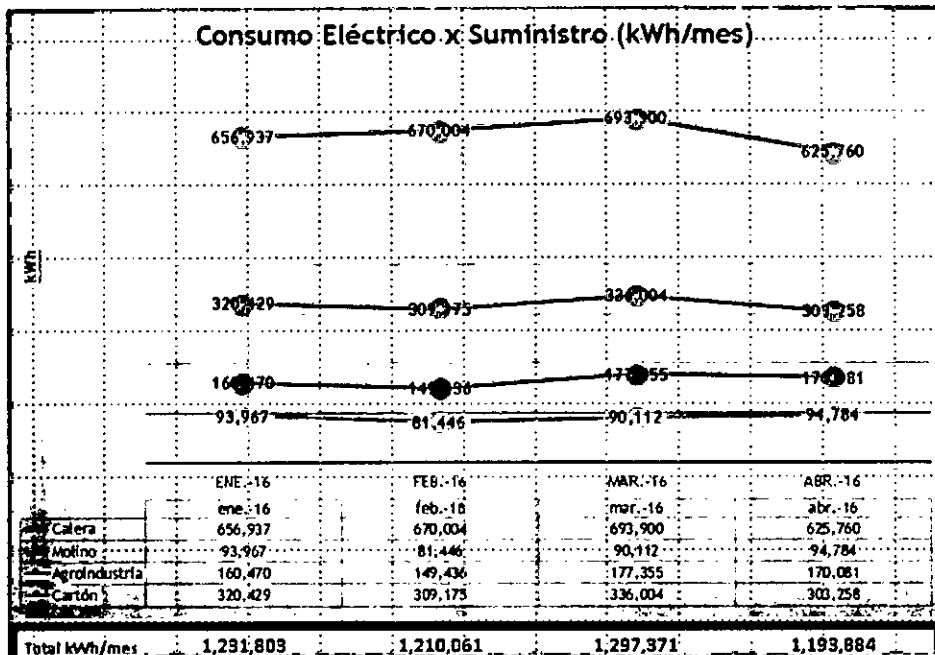
Costo Total	M US\$	442
Anualidad Inversión	M US\$/año	65
Costo de O&M	M US\$/año	14
Costo Anual Total	M US\$/año	79

4.5 Suministros eléctricos

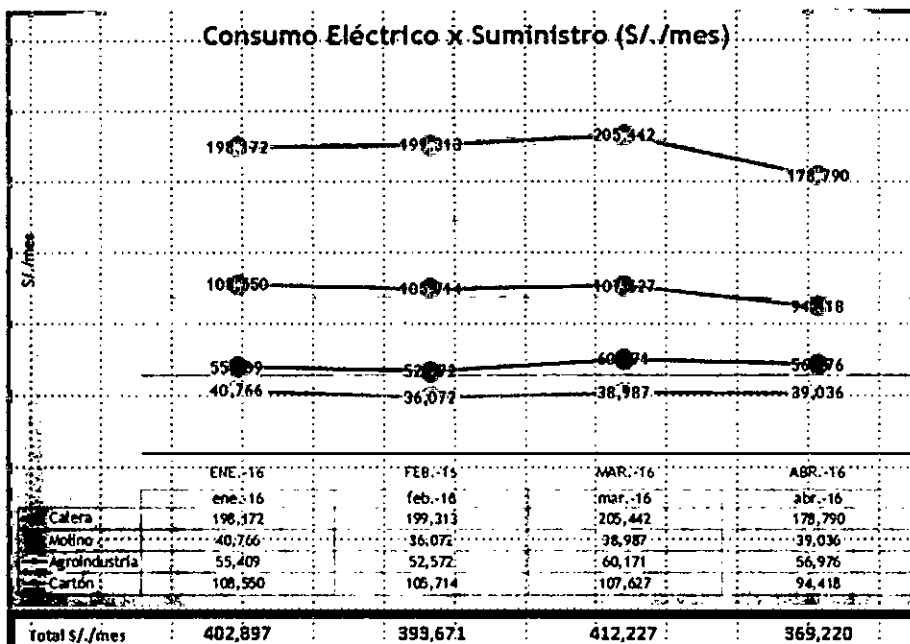
- Cartón (361) – MT3 – Potencia: 550kW/300kW
- Agroindustria (395) – MT3 – Potencias: 470kW/200kW
- Molino (1453) – MT2 – Potencias: 280kW/350kW
- Calera (151) – MT2 – Potencias: 1700kW/800kW



Fuente: propia



Fuente: propia



Fuente: propia

4.6 Costo por MWh – Media todos los Suministros

Tabla 30

Compra y venta de electricidad y gas natural

	ENE 16	FEB 16	MAR 16	ABR 16
Total kWh/mes	1,231,803	1,210,061	1,297,371	1,193,884
Total S./mes	402,897	393,671	412,227	369,220
S/. x kWh	0.32708	0.32533	0.31774	0.30926
S/. x MWh	327.08	325.33	317.74	309.26
US\$ x MWh	99.12	98.58	96.28	93.72*

Fuente: propia

TC: 3.30

(*) Incluye costo de energía reactiva.

4.7 Estructura del Costo por MWh

- Aprox. US\$89 xMWh (descontado el cobro por energía reactiva)
- Tarifa como Cliente Regulado – Electroductas
- Total Recibo Mensual (sin IGV) dividido por MWh consumidos.
- TC: 3.30
- Estructura aproximada – Evaluación Suministro 151 – Set 2015:

Tabla 31

Compra y venta de electricidad y gas natural

	US\$
Potencia	17.45
Consumo	58.27
Peajes	11.82
Fijos	1.09
	88.64

Fuente: propia

4.8 Situación Actual

- En Diciembre del 2015, La Calera comunicó a ElectroDunas su decisión de volverse cliente libre.
- ElectroDunas contesta que sólo es posible la contratación como cliente libre hasta por 1.4MW de potencia (potencia contratada).
- Tres de los cuatro suministros de La Calera evaluados superan con creces la potencia contratada.

4.9 Comparación de Alternativas

Tabla 32

Compra y venta de electricidad y gas natural

	ACTUAL	LIBRE - OPCIONES				Autogeneración
		Electrodunas	GCZ	Pesimista	Optimista	
Potencia	17.45	17.44	5.71	6.66	5.71	Equipo 8.73
Consumo	58.27	52.12	41.49	37.24	31.92	Gas 38.00
Peajes	11.82	11.02	27.08	27.08	27.08	Mantenimiento 11.00
Fijos	1.09	3.48	3.48	3.48	3.48	Operación 3.00
US\$ x MWh	88.64	84.06	77.76	74.45	68.18	US\$ x MWh 60.73
Ahorro (%)	0.00%	5.17%	12.28%	16.01%	23.08%	31.49%
Ahorro/mes (US\$)	0.00	5,493.85	13,059.56	17,024.95	24,549.29	33,490.56
Ahorro/año (US\$)	0.00	65,926.25	156,714.71	204,299.37	294,591.44	401,886.78

Fuente: propia

Los ahorros han sido estimados asumiendo la capacidad de contratar 2.8MW (antes de hacer efectivo el proyecto solo hay 1.4MW)

4.10 Variables

4.10.1 Variable independiente:

Utilización de cálculos y formulas universales para el desarrollo del proyecto. -Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

4.10.1 Variable dependiente:

Las condiciones de demanda de la empresa, actual y demanda proyectada. Las opciones de autogeneración y compra de energía al sistema.

4.11 Indicadores:

- Mejorar y optimizar costos en la producción de la empresa La Calera.
- Autonomía en la utilización de la energía eléctrica y calorífica para el proceso industrial.
- Contribuir en la reducción de contaminación ambiental.

4.12 Propuesta

- Interconexión de los 4 principales suministros de La Calera.
- Consolidación bajo 1 sólo suministro hacia la red de eléctrica con la mayor potencia posible (actual para el Suministro 151 – Calera)
- Instalación de 2 generadores a Gas Natural, cada uno de 1.150 kW para la autogeneración de energía eléctrica.
- Instalación de un equipo adicional para el mantenimiento de los dos principales y atención de demanda adicional estacional (ventiladores en verano para las gallinas)
- Contratación de aproximadamente 500kW de potencia y 120MWh/mes con Generador como Cliente Libre.
- Efecto en Fábrica de Cartón
- Consumo actual de la Fábrica de Cartón: 250m³/hr (Contratista)
- Capacidad de suministro: 800m³/hr (Contugas)
- Consumo de Gas Natural para 1 equipo de 1.15Mw/hr: 275m³/hr (Proveedor)
- Energía obtenida de los escapes de 1 motor: equivalente a 63m³/hr de Gas Natural (proveedor)

4.13 Efecto en Fábrica de Cartón

- Consumo actual de la Fábrica de Cartón: 250m³/hr (Contratista)
- Capacidad de suministro: 800m³/hr (Contugas)
- Consumo de Gas Natural para 1 equipo de 1.15Mw/hr: 275m³/hr (Proveedor)
- Energía obtenida de los escapes de 1 motor: equivalente a 63m³/hr de Gas Natural (proveedor)

4.14 Resultados

Autogeneración - Con Compra/Venta a ElectroDunas (02 Generador)		
Inversión	1.68	MM US\$
Tarifa Eléctrica	99.76	US\$/MWh
Egresos (VNA)		
Consumo de Electricidad (E/D)	0.29	MM US\$
Consumo de Gas Natural-IND (C/G)	2.94	MM US\$
Inversión - GE	4.04	MM US\$
Inversión - SRC	-	MM US\$
Consumo de Gas Natural-GE (C/G)	2.11	MM US\$
Sub-Total	9.38	MM US\$
Ingresos (VNA)		
Venta de Energía Eléctrica	-1.92	MM US\$
Ahorros (VNA)		
Ahorro	0.44	MM US\$
TIR	17%	
Tiempo de Recuperación	8.97	Años

Cogeneración - Con Compra/Venta a ElectroDunas (02 Generador) CG		
Inversión	2.12	MM US\$
Tarifa Eléctrica	99.76	US\$/MWh
Egresos (VNA)		
Consumo de Electricidad (E/D)	0.29	MM US\$
Consumo de Gas Natural-IND (C/G)	1.29	MM US\$
Inversión - GE	4.04	MM US\$
Inversión - SRC	0.54	MM US\$
Consumo de Gas Natural-GE (C/G)	2.11	MM US\$
Sub-Total	8.26	MM US\$
Ingresos (VNA)		
Venta de Energía Eléctrica	-1.92	MM US\$
Ahorros (VNA)		
Ahorro	1.56	MM US\$
TIR	25%	
Tiempo de Recuperación	5.44	Años

Fuente: propia

4.15 Contrastación de hipótesis con los resultados

Los resultados obtenidos indican que la hipótesis planteada es correcta ya que la cifra de facturación eléctrica ha disminuido y se obtiene un excedente de energía la cual se puede comercializar y vender al sistema eléctrico interconectado peruano.

4.16 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- Se evaluó las condiciones de demanda de Fundo La calera tanto en la condición actual como en la condición proyectada
- Se logró evaluar las opciones de autogeneración y compra de energía al sistema, teniendo en cuenta la demanda actual y proyectada
- Haciendo la evaluación económica del proyecto se obtuvo un TIR igual al 25% lo cual nos hace ver que el proyecto es viable.

RECOMENDACIONES:

- Se recomienda utilizar los datos de facturación de Electro Dunas
- Para tomar en cuenta algunas consideraciones del SEIN se recomienda utilizar el portal web del COES, el cual es el comité encargado de este tipo de trabajos en nuestra nación peruana
- Tener en cuenta el art. 2 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para los suministros MT.

4.17 BIBLIOGRAFÍA

- Regulación y supervisión del sector eléctrico (Alfredo Dammert Lira, Raúl García Carpio, Fiorella MolinelliAristondo)
- Mercado eléctrico en el Perú: Balance de corto plazo y agenda pendiente (Rafael Vera Tudela Carlos E. Paredes Enzo Defilippi)
- Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano (Rafael Vera Tudela Carlos E. Paredes Enzo Defilippi)

4.18 ANEXOS

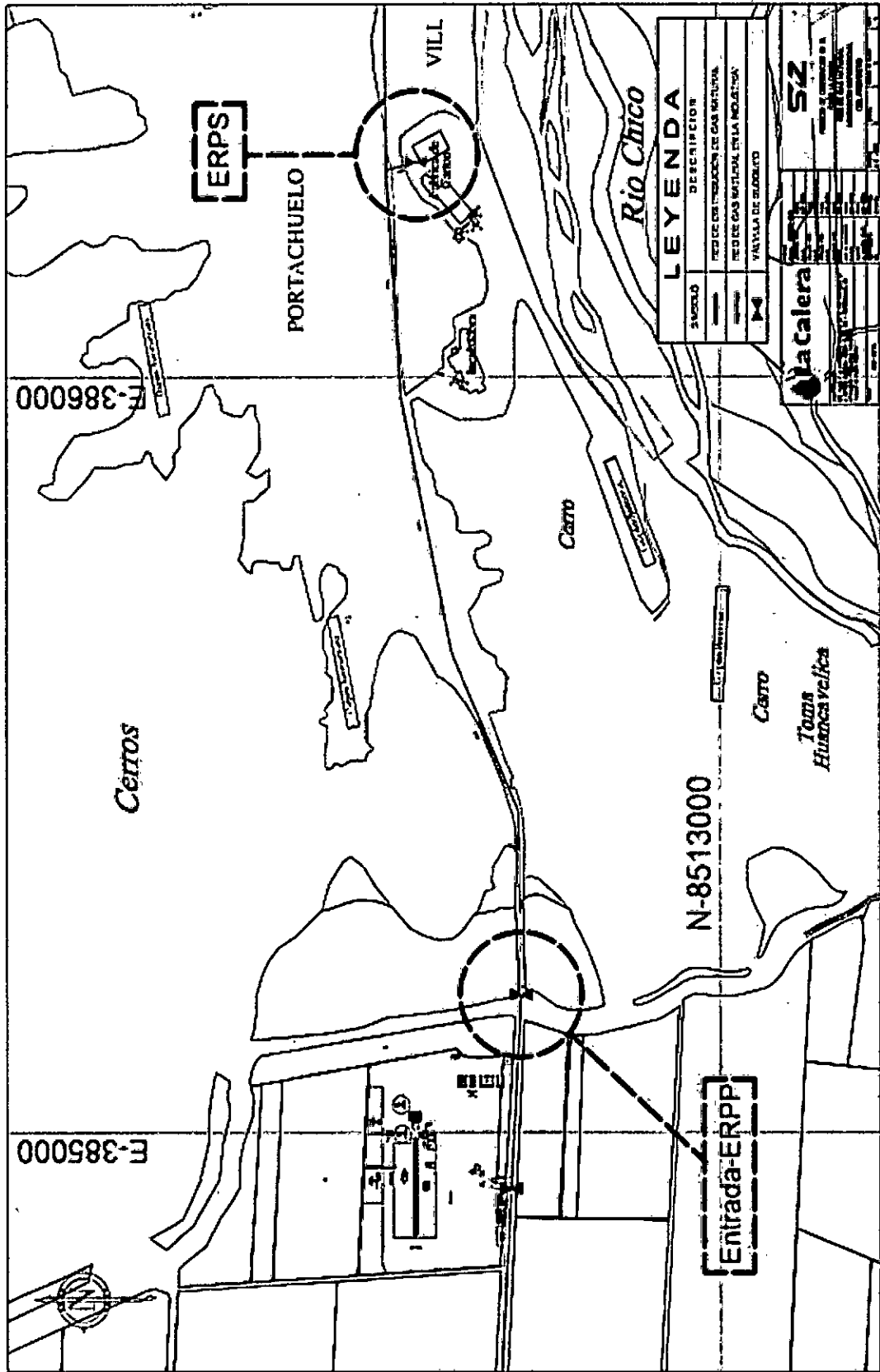
- Matriz de Consistencia
- Plano de Ubicación
- Plano de situación actual
- Plano de situación proyectada
- Planos de equipo de regulación y medida
- Fichas técnicas
- Solicitud de cliente libre
- Recibos
- Manual de Quemador TGB35

Matriz de consistencia

Proyecto: "IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACION EN LA PLANTA INDUSTRIAL LA CALERA"

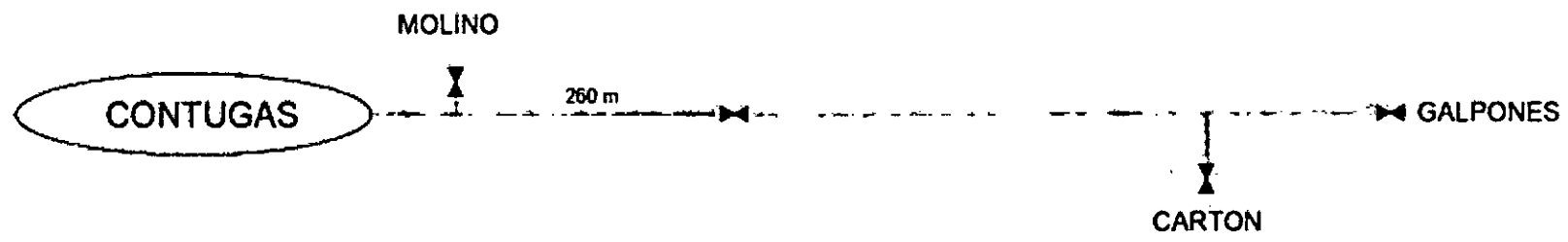
Problemas	Objetivos	Hipótesis	Variables	Indicadores
<p>General: ¿Será posible que en la fábrica La Calera se pueda ahorrar el consumo de energía eléctrica y a pesar de ello poder obtener la condición de cliente libre?</p> <p>Específico: ¿Utilizando un sistema de Cogeneración Eléctrica en la empresa La Calera podremos abastecer a la empresa, obtener la condición de cliente libre y poder obtener un excedente de energía eléctrica?</p>	<p>General: -Desarrollar un proyecto de cogeneración con gas natural para reducir la facturación de energía al Fundo La Calera, para lo cual se implementará una central de cogeneración, que operará sincronizada con el sistema de distribución de Electro Dunas S.A., mediante una celda automática de sincronización</p> <p>Específico: -Evaluar las condiciones de demanda de Fundo La Calera actual y proyectada, a efecto que las opciones que disponga sean mejores condiciones de precio respecto a la actual, fijado en función al precio regulado a cliente final en media tensión. -Evaluar técnica y económicamente las opciones de autogeneración y/o compra de energía al sistema, teniendo en cuenta la demanda actual y proyectada.</p>	<p>Hipótesis General: Conseguir la condición de cliente libre.</p> <p>Hipótesis Específicas:</p> <p>H1:Un ahorro considerable del consumo de energía eléctrica.</p> <p>H2:Cubrir las creces de potencia contratada requerida por ElectroDunas</p>	<p>Variable independiente: -Utilización de cálculos y formulas universales para el desarrollo del proyecto. -Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas</p> <p>Variable dependiente: -Las condiciones de demanda de la empresa, actual y demanda proyectada. Las opciones de autogeneración y compra de energía al sistema.</p>	<p>-Mejorar y optimizar costos en la producción de la empresa La Calera.</p> <p>-Autonomía en la utilización de la energía eléctrica y calorífica para el proceso industrial.</p> <p>- Contribuir en la reducción de contaminación ambiental.</p>

PLANO DE UBICACIÓN

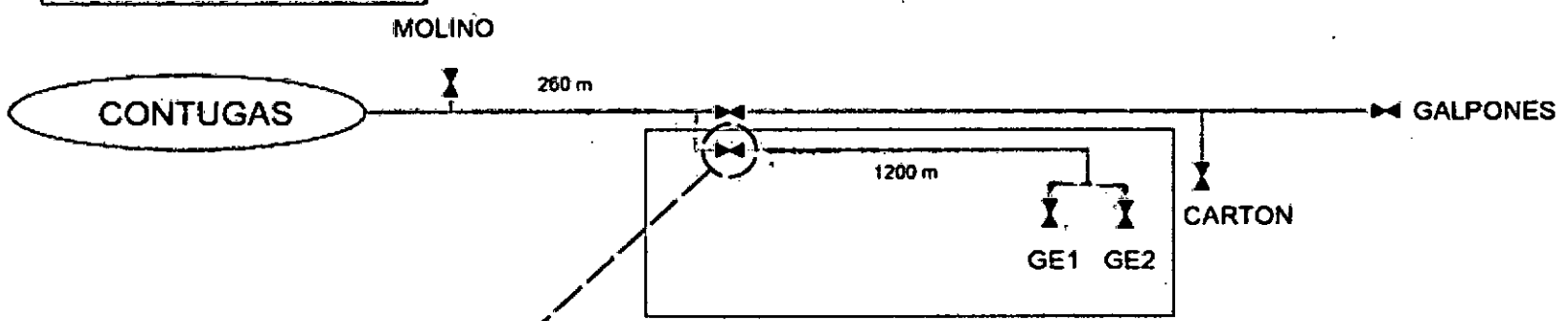


SITUACIÓN ACTUAL

LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	RED DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL
	RED DE GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA
	VALVULA DE CIERRE

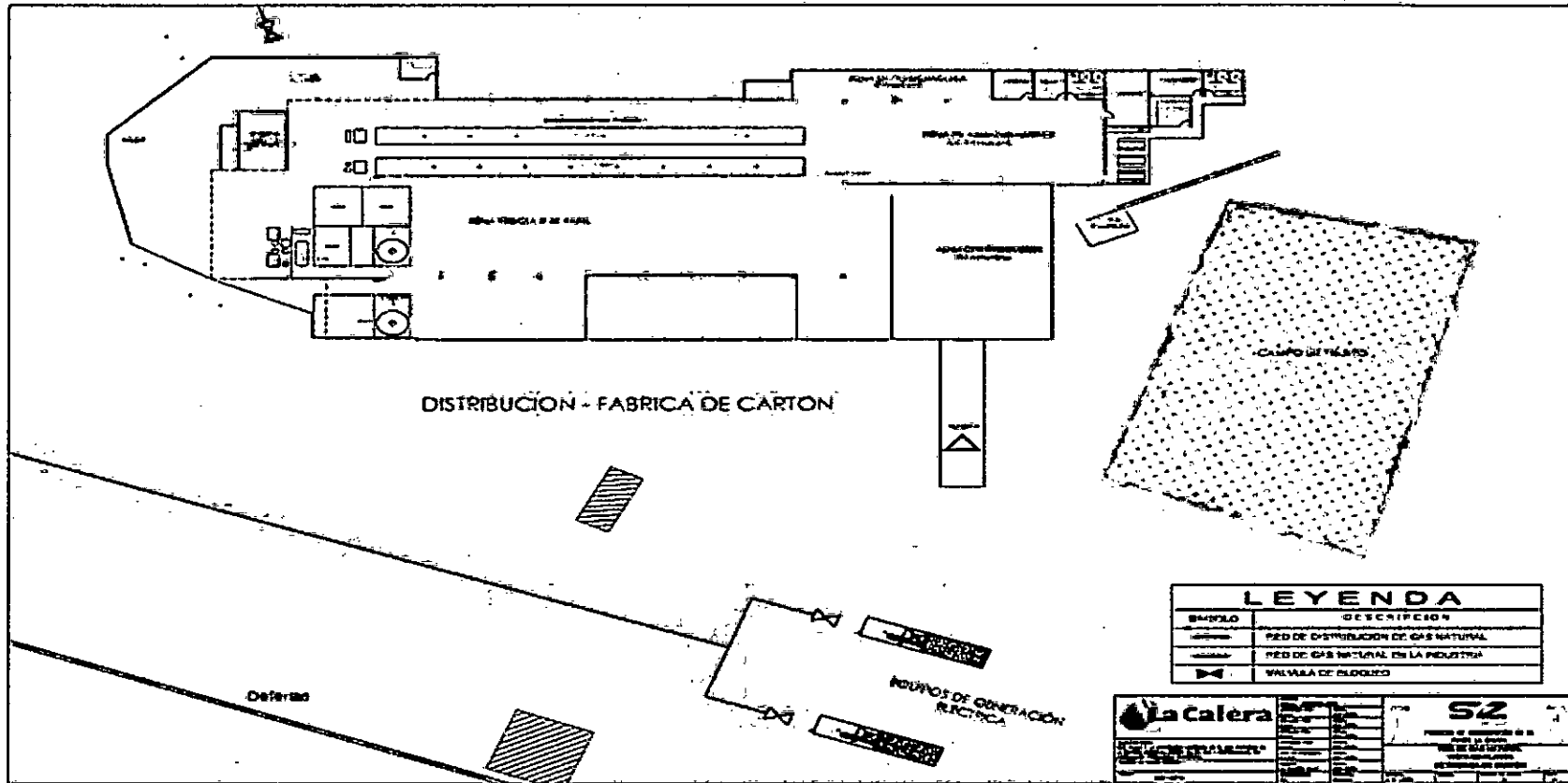


CON PROYECTO



Ver Plano N° 4

	PROYECTO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA	
	S2	



PLANO DE DISTRIBUCION CARTON



Contugas S.A.C.
 Cnl. Doménico Morelli N° 150
 Torre 2 Piso 8, San Borja - Lima
 Concesión otorgada según R.S. N° 046-2008-EM
 Punto de emisión: Cal. Pérez Figuerola 270 Pisco - Ica
 www.contugas.com.pe

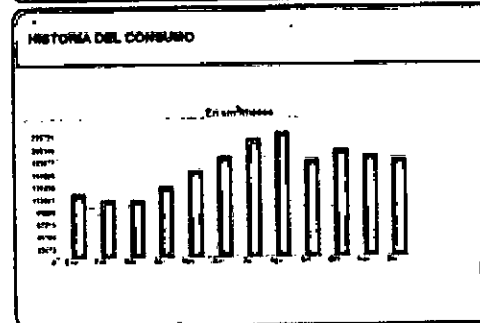
RUC N° 20510495487 / Recibo de Distribución de Gas Natural N° 0001 - 624908

Ciudad: LA CALERA S.A.C.
 DN RUC: RUC 20452814787
 Dirección de Inquilinato: FUNDO LA CALERA S/N ALTO LARAMA CHINCHAICA
 Dirección de suministro: FUNDO LA CALERA S/N ALTO LARAMA CHINCHAICA

Para consultas su número de cliente es:
002936

PERIODO DE LECTURA		
N° Medidor: R0000103982015		
Fecha	Cantidad (m ³)	
Lectura Actual 31/12/2015	280,261	
Lectura Anterior 30/11/2015	242,940	
Diferencia de Lectura	37,321	

DETALLE DE CONSUMO	UNIDAD	CANTIDAD
Volumen Consumido a Condiciones de Lectura	m ³	37,321.00
Factor de Corrección del Volumen		4.7394
Volumen Consumido a Condiciones Estándar	sm ³	176,878.00
Volumen Facturado	sm ³	176,878.00
Potencia Calorífica Superior Promedio del Gas Natural	GJ/sm ³	0.03991902
Energía Facturada	GJ	7,060,7994
Valor Mínimo Diario (VMD)	sm ³ /día	6,371.11



ATENCIÓN AL CLIENTE

Estimado cliente, pague a tiempo su recibo y evite moras e intereses.

Recargo por el Fondo de Inversión Social Energética (FISE), según Ley 29852 y Reglamento aprobado por D.S N° 021-2012-EM.

Tarifa Regulada de Seguridad, según Resolución Osinergim N° 065-2015-OS/CD

TARIFAS APLICADAS	UNIDAD	IMPORTE
Tipo de Usuario		Regulado
Tipo de Tarifa		Regulada
Categoría Tarifaria		C
Tipo Medidor		G160
Precio del Gas Natural	S/./Giga Joule	3.8929
Tarifa por Servicio de Transporte		
Costo de Transporte por Red Principal	S/./ 1,000 sm ³	130.7477
(Incluye el Dcto. por Adelanto de GRP, FD = 0.94319)		
Recargo FISE	S/./ 1,000 sm ³	6.4717
Tarifa Regulada de Seguridad	S/./ 1,000 sm ³	5.1296
Tarifa por Servicio de Distribución		
Margen de Distribución Variable	S/./ 1,000 sm ³	300.0566
Margen de Comercialización Variable	S/./ 1,000 sm ³	45.3959
Margen de Distribución Fijo	S/./ (sm ³ -día/mes)	1.3807
Margen de Comercialización Fijo	S/./ (sm ³ -día/mes)	0.2081

DETALLE DE FACTURACIÓN	IMPORTE EN S/.
Consumo del Periodo	
Precio del Gas Natural	77,487.30
Servicio de Transporte	
Costo Medio del Transporte	22,693.35
Recargo FISE (No Afecto a IGV)	1,144.71
Tarifa Regulada de Seguridad (No Afecto a IGV)	907.32
Servicio de Distribución	
Distribución Variable	53,073.40
Distribución Fijo	8,796.33
Comercialización Variable	8,029.53
Comercialización Fijo	1,326.12
Subtotal	123,458.06
Impuesto General a las Ventas 18%	21,853.09
Otros Cargos No Afectos a IGV	
Redondeo Mes Anterior	0.00
Redondeo Mes Actual	-0.05

FECHA DE EMISIÓN
 31/12/2015

FECHA DE PAGAMENTO
 31/12/2015

FECHA DE VORTE

MONTO TOTAL A PAGAR
 SON: CIENTO CUARENTA Y CINCO MIL TRESCIENTOS S/., 146,311.16
 ONCE CON 10/100

con gas

REPORTE MENSUAL DE CONSUMO POR CLIENTE

Razon Social LA CALERA S.A.C.
 RUC N° 904526147
 Dirección de Suministro FONDO LA CALERA SIN ALTO LAJAN-CHANCHAYCA
 N° de Medidor R00010362015
 Categoría Tarifaria C
 Período de Consumo Del 01 al 31-12-2015

Día Operativo		Volumen sin Corregir (m ³)	Volumen Corregido (m ³)
07-dic-2015	Martes	1 195,00	5 997,00
07-dic-2015	Miércoles	1 263,00	6 315,00
08-dic-2015	Jueves	1 500,00	7 500,00
09-dic-2015	Viernes	1 412,00	6 956,00
09-dic-2015	Sábado	1 560,00	7 420,00
09-dic-2015	Domingo	1 151,00	5 509,00
07-dic-2015	Lunes	1 247,00	6 281,00
07-dic-2015	Martes	1 241,00	6 206,00
08-dic-2015	Miércoles	1 212,00	5 940,00
10-dic-2015	Jueves	1 210,00	5 938,00
11-dic-2015	Viernes	1 211,00	5 939,00
12-dic-2015	Sábado	1 247,00	6 281,00
13-dic-2015	Domingo	940,00	4 540,00
14-dic-2015	Lunes	1 410,00	6 954,00
14-dic-2015	Martes	1 210,00	5 938,00
15-dic-2015	Miércoles	1 241,00	6 206,00
16-dic-2015	Jueves	845,00	4 225,00
16-dic-2015	Viernes	1 227,00	6 133,00
17-dic-2015	Sábado	1 250,00	6 250,00
20-dic-2015	Domingo	1 020,00	5 010,00
21-dic-2015	Lunes	1 280,00	6 360,00
22-dic-2015	Martes	1 220,00	6 100,00
23-dic-2015	Miércoles	1 287,00	6 435,00
24-dic-2015	Jueves	878,00	4 390,00
26-dic-2015	Viernes	778,00	3 866,00
26-dic-2015	Sábado	1 216,00	6 080,00
27-dic-2015	Domingo	891,00	4 455,00
28-dic-2015	Lunes	1 270,00	6 340,00
29-dic-2015	Martes	1 269,00	6 335,00
30-dic-2015	Miércoles	1 142,00	5 710,00
31-dic-2015	Jueves	575,00	2 875,00
Total		37.531,00	176.878,00

Promedio diario 1.705,74
 Consumo máximo 7 420,00
 Consumo mínimo 2.730,00



Contugas S.A.C.

Caf. Domingo Morelli N° 150
Torre 2 Piso 8, San Borja - Lima
Concesión otorgada según R.S. N° 046-2009-EM
Punto de emisión: Caf. Pérez Figuerola 270 Pisco - Ica
www.contugas.com.pe

RUC N° 20519485487 / Recibo de Distribución de Gas Natural N° 0201 -

004717

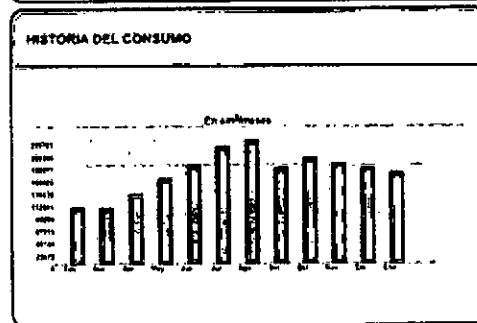
Ciudad: LA CALERA S.A.C.
DIRE RUC: RUC: 20452814787
Dirección de facturación: FUNDOS LA CALERA S/N ALTO LARANCHOCHACA
Dirección de suministro: FUNDOS LA CALERA S/N ALTO LARANCHOCHACA

Para consultas su número de cliente es:

002936

PERIODO DE LECTURA		
N° Medidor: R0000103662015		
	Fecha	Cantidad (m³)
Lectura Actual	31/01/2016	315,736
Lectura Anterior	31/12/2015	280,261
Diferencia de Lectura		35,475

DETALLE DE CONSUMO	UNIDAD	CANTIDAD
Volumen Consumido a Condiciones de Lectura	m³	35,475 00
Factor de Corrección del Volumen		4,7010
Volumen Consumido a Condiciones Estándar	sm³	168,769 00
Volumen Facturado	sm³	168,769 00
Poder Calorífico Superior Promedio del Gas Natural	GJ/sm³	0,04002279
Energía Facturada	GJ	6,674,5607
Valor Mínimo Diario (VMD)	sm³/día	6,109,49



ATENCIÓN AL CLIENTE

Estimado cliente, pague a tiempo su recibo y evite moras e intereses

Recargo por el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), según Ley 29852 y Reglamento aprobado por D.S.F. 021-2012-EM.

Tarifa Regulada de Seguridad, según Resolución Osinergim N° 065-2015-OS/CD

TARIFAS APLICADAS	UNIDAD	IMPORTE
Tipo de Usuario		Regulado
Tipo de Tarifa		Regulada
Categoría Tarifa		C
Tipo Medidor		G160
Precio del Gas Natural	S./Giga Joule	3,8929
Tarifa por Servicio de Transporte		
Costo de Transporte por Red Principal	S./ 1,000 sm³	127,1180
(Incluye el Decim. por Adelanto de CPP, FD = 0,04319)		
Recargo FISE	S./ 1,000 sm³	6,5630
Tarifa Regulada de Seguridad	S./ 1,000 sm³	5,2020
Tarifa por Servicio de Distribución		
Margen de Distribución Variable	S./ 1,000 sm³	319,5632
Margen de Comercialización Variable	S./ 1,000 sm³	48,3471
Margen de Distribución Fijo	S./ (sm³-día/mes)	1,4705
Margen de Comercialización Fijo	S./ (sm³-día/mes)	0,2217

DETALLE DE FACTURACIÓN	IMPORTE EN S/.
Consumo del Periodo	
Precio del Gas Natural	25,983.70
Servicio de Transporte	
Costo Medio del Transporte	21,465.46
Recargo FISE (No Afecto a IGV)	1,094.51
Tarifa Regulada de Seguridad (No Afecto a IGV)	857.53
Servicio de Distribución	
Distribución Variable	53,283.23
Distribución Fijo	8,982.78
Comercialización Variable	8,062.79
Comercialización Fijo	1,254.02
Subtotal	121,104.02
Impuesto General a las Ventas 18%	21,445.56
Otros Cargos No Afectos a IGV	
Redondeo Mes Anterior	0.06
Redondeo Mes Actual	-0.03

FECHA DE EMISIÓN
07/02/2016

FECHA DE VENCIMIENTO
22/02/2016

FECHA DE CORTE

MONTO TOTAL A PAGAR
SON: CIENTO CUARENTA Y DOS MIL CINCUENTOS CUARENTA Y NUEVE CON 80/100 S/ 142,549.60

con gas

REPORTE MENSUAL DE CONSUMO POR CLIENTE

Rutina Social
RUC N°
Dirección de Suministro
N° de Medidor
Categoría Tarifaria
Frecuencia de Cobertura

LA CALERA S.A.C.
29432816787
FUNDO LA CALERA SIN ALTO LARANCHOQUARCA
R000010362013
C
Del 01 al 31-01-2018

Día Operativo	Volumen sin Corregido (m ³)	Volumen Corregido (m ³)
01-ene-2018	710,00	3.310,00
02-ene-2018	1.228,00	5.967,00
03-ene-2018	1.000,00	4.733,00
04-ene-2018	1.207,00	5.669,00
05-ene-2018	1.180,00	5.559,00
06-ene-2018	1.170,00	5.528,00
07-ene-2018	1.212,00	5.726,00
08-ene-2018	1.260,00	5.994,00
09-ene-2018	1.319,00	6.299,00
10-ene-2018	1.300,00	6.245,00
11-ene-2018	1.281,00	6.040,00
12-ene-2018	1.226,00	5.808,00
13-ene-2018	1.243,00	5.951,00
14-ene-2018	1.221,00	5.790,00
15-ene-2018	1.300,00	6.367,00
16-ene-2018	1.287,00	6.073,00
17-ene-2018	1.245,00	5.871,00
18-ene-2018	1.279,00	6.066,00
19-ene-2018	1.322,00	6.190,00
20-ene-2018	1.253,00	5.851,00
21-ene-2018	1.190,00	5.588,00
22-ene-2018	1.188,00	5.612,00
23-ene-2018	1.134,00	5.326,00
24-ene-2018	915,00	4.326,00
25-ene-2018	1.119,00	5.219,00
26-ene-2018	1.090,00	5.054,00
27-ene-2018	1.157,00	5.400,00
28-ene-2018	1.156,00	5.393,00
29-ene-2018	900,00	4.199,00
30-ene-2018	824,00	3.891,00
31-ene-2018	805,00	3.851,00
Total	33.473,00	168.798,00

Promedio diario	5.379,63
Consumo máximo	6.367,00
Consumo mínimo	3.851,00



Contugas S.A.C
 Cal. Domingo Moretti N° 150
 Torre 2 Piso 8, San Borja - Lima
 Licencia otorgada según R.S. N° 046-2008-FM
 Punto de emisión: Cal. Pérez Figuerola 270 Piscot - Ica
 www.contugas.com.pe

RUC 20114285427 Red de Distribución de Gas Natural UOTI - 09774

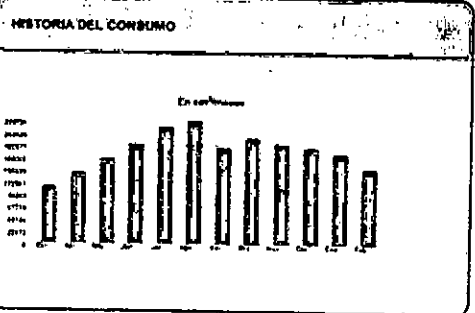
Ciudad: LACALERA S.A.C
 DIF/RUC: RUC 20452614767
 Dirección de facturación: FUNDOLA CALERA S.N.
 Dirección de suministro: FUNDOLA CALERA S.N.

Para consultar su número de cliente es:
002936

PERÍODO DE LECTURA		
ID Medidor: R0000103062015		
	Fecha	Cantidad (m³)
Lectura Actual	29/07/2016	345.633
Lectura Anterior	31/01/2016	315.736
Diferencia de Lectura		29.897

TARIFAS APLICADAS	UNIDAD	IMPORTE
Tipo de Usuario		Regulado
Tipo de Tarifa		Regulada
Categoría Tarifada		C
Tipo Medidor		
Precio del Gas Natural	S/ /Gga Jour	4.0876
Tarifa por Servicio de Transporte		
Costo de Transporte por Red Principal	S/ / 1,000 sm³	135.9362
(Precio el Dcto. por Aforo de GRP. FD = 0.94318)		
Recargo FISE	S/ / 1,000 sm³	6.6640
Tarifa Regulada de Seguridad	S/ / 1,000 sm³	5.2820
Tarifa por Servicio de Distribución		
Margen de Distribución Variable	S/ / 1,000 sm³	319.5632
Margen de Comercialización Variable	S/ / 1,000 sm³	48.3471
Margen de Distribución Fijo	S/ /sm³-díames)	1.4705
Margen de Comercialización Fijo	S/ /sm³-díames)	0.2217

DETALLE DE CONSUMO	UNIDAD	CANTIDAD
Volumen Consumido a Condiciones de Lectura	m³	29.897.00
Factor de Corrección del Volumen		4.0854
Volumen Consumido a Condiciones Estándar	sm³	139.481.00
Volumen Facturado	sm³	139.481.00
Poder Calorífico Superior Promedio del Gas Natural	GJ/sm³	0.03972695
Energía Facturada	GJ	5,570.7428
Volumen Domo (VLD)	sm³/da	5,701.77



DETALLE DE FACTURACIÓN	IMPORTE EN S/.
Consumo del Período	
Precio del Gas Natural	22,214.31
Servicio de Transporte	
Costo Medio del Transporte	18,606.53
Recargo FISE (No Afecto a IGV)	828.51
Tarifa Regulada de Seguridad (No Afecto a IGV)	736.74
Servicio de Distribución	
Distribución Fijo	8,384.69
Comercialización Fijo	1,263.87
Distribución Variable	44,572.90
Comercialización Variable	6,743.50
Otros Conceptos	
Reajuste Tarifario	1,652.25
Subtotal	105,394.39
Impuesto General a las Ventas 18%	18,871.07
Otros Cargos No Afectos a IGV	
Redondeo Mes Anterior	0.00
Redondeo Mes Actual	-0.09

ATENCIÓN AL CLIENTE

Estimado cliente, regrese a tiempo su recibo y evite moras e intereses.

Recargo por el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), según Ley 29852 y Reglamento aprobados por D.S. N° 021-2012-EM.

Tarifa Regulada de Seguridad según Resolución Directorial N° 065-2015-OS-CD.

FECHA DE EMISIÓN 07/03/2016	FECHA DE VENCIMIENTO 22/03/2016	FECHA DE CORTE 07/03/2016	MONTO TOTAL A PAGAR SON CIENTO VEINTY CUATRO MIL SESENTA Y CINCO CON 40/100 S/ 124,065.40
--------------------------------	------------------------------------	------------------------------	--



RUC N° 20519485487 / Recibo de Distribución de Gas Natural N° 0001 - 730636

Contugas S.A.C.
 Cal. Doménica Morelli N° 150
 Torre 2 Piso 8, San Borja - Lima
 Concesión otorgada según R.S. N° 046-2008-EM
 Punto de emisión: Cal. Pérez Figuerola 270 Pisco - Ica
 www.contugas.com.pe

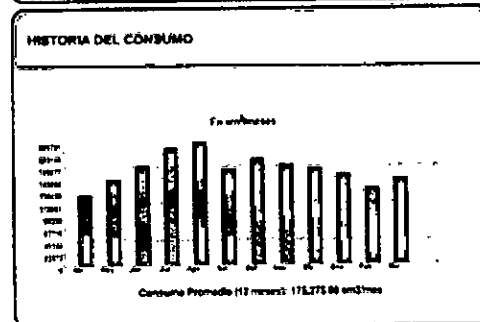
Cliente: LACALERA S.A.C.
 DNE/RUC: RUC 20452814787
 Dirección de facturación: FINDO LACALERA S/N
 Dirección de suministro: FINDO LACALERA S/N

Para consultas su número de cliente es:

002936

PERÍODO DE LECTURA		
N° Medidor:	R0000103062015	
	Fecha	Cantidad (m ³)
Lectura Actual	31/03/2016	378,394
Lectura Anterior	29/02/2016	345,633
Diferencia de Lectura		33,761

DETALLE DE CONSUMO	UNIDAD	CANTIDAD
Volumen Consumido a Condiciones de Lectura	m ³	33,761.00
Factor de Corrección del Volumen		4.0374
Volumen Consumido a Condiciones Estándar	sm ³	158,562.00
Volumen Facturado	sm ³	156,662.00
Poder Calorífico Superior Promedio del Gas Natural	GJ/sm ³	0.03992636
Energía Facturada	GJ	6,250.9508
Valor Mínimo Diario (VMD)	sm ³ /día	5,961.00



ATENCIÓN AL CLIENTE

Estimado cliente, pague a tiempo su recibo y evite moras e intereses.

Recargo por el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), según Ley 29852 y Reglamento aprobado por D.S. N° 021-2012-EM

Tarifa Regulada de Seguridad, según Resolución Osinergmin N° 065-2015-OS/CO

TARIFAS APLICADAS	UNIDAD	IMPORTE
Tipo de Usuario		Regulado
Tipo de Tarifa		Regulada
Categoría Tarifaria		C
Tipo Medidor		
Precio del Gas Natural	S/ / Giga Joule	
Tarifa del Servicio de Transporte		4.2666
Costo del Transporte Principal	S/ / 1,000 sm ³	138.5922
(Incluye el Ducto, con Adicional de GRP, FD = 0.04310)		
Recargo FISE	S/ / 1,000 sm ³	6.8097
Tarifa Regulada de Seguridad	S/ / 1,000 sm ³	5.3975
Tarifa del Servicio de Distribución		
Margen de Distribución Variable	S/ / 1,000 sm ³	313.1990
Margen de Comercialización Variable	S/ / 1,000 sm ³	47.3842
Margen de Distribución Fijo	S/ / (sm ³ -día/mes)	1.4411
Margen de Comercialización Fijo	S/ / (sm ³ -día/mes)	0.2173

DETALLE DE FACTURACIÓN	IMPORTE EN S/
Consumo del Período	115,570.56
Precio del Gas Natural	26,670.38
Costo Medio del Transporte	21,711.55
Recargo FISE (No Afecto a IGV)	1,066.14
Tarifa Regulada de Seguridad (No Afecto a IGV)	845.04
Distribución Fijo	8,015.43
Comercialización Fijo	1,208.40
Distribución Variable	49,035.06
Comercialización Variable	7,418.56
Otros Conceptos	-8,176.15
Reajuste Tarifario	-8,098.87
Int Compensatorio Pago Emeso	-69.93
Int Moratorio Pago Exceso (No Afecto a Igv)	-7.35
Sub Total Concepto Afectos a IGV	105,890.58
Sub Total Concepto No Afectos a IGV	1,803.83
Impuesto General a las Ventas 18%	19,060.30
Total Facturado en el Mes	126,854.71
Redondeo Mes Anterior	0.09

FECHA DE EMISIÓN	FECHA DE VENCIMIENTO	FECHA DE CORTE	MONTO TOTAL A PAGAR
05/04/2016	20/04/2016		S/ 126,854.80
			SON: CIENTO VEINTE Y SEIS MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO CON 80/100

con gas

REPORTE MENSUAL DE CONSUMO POR CLIENTE

Razon Social
 RUC N°
 Direccion de Suministro
 N° de Medidor
 Categoría Tarifaria
 Período de Consumo

LA CAJERNA S.A.C.
 2045261497
 FUNDOS LA CAJERNA S/N ALTO LARAN-CHINCHALCA
 R0000105862015
 C
 Del 01 al 31-03-2016

Fecha Operativa	Medidor	Volumen en Consumo (m3)	Volumen Consumido (m3)
01-mar-2016	Martes	1 136,00	5 302,00
02-mar-2016	Miércoles	1 004,00	4 687,00
03-mar-2016	Jueves	697,00	3 200,00
04-mar-2016	Viernes	704,00	3 254,00
05-mar-2016	Sábado	871,00	4 061,00
06-mar-2016	Domingo	905,00	4 980,00
07-mar-2016	Lunes	1 228,00	5 803,00
08-mar-2016	Martes	1 280,00	5 920,00
09-mar-2016	Miércoles	1 273,00	5 891,00
10-mar-2016	Jueves	1 327,00	5 093,00
11-mar-2016	Viernes	1 234,00	5 708,00
12-mar-2016	Sábado	1 164,00	5 431,00
13-mar-2016	Domingo	852,00	3 096,00
14-mar-2016	Lunes	1 217,00	5 010,00
15-mar-2016	Martes	1 120,00	5 174,00
16-mar-2016	Miércoles	1 101,00	5 380,00
17-mar-2016	Jueves	1 101,00	5 400,00
18-mar-2016	Viernes	1 296,00	5 852,00
19-mar-2016	Sábado	1 089,00	5 065,00
20-mar-2016	Domingo	888,00	4 161,00
21-mar-2016	Lunes	1 296,00	5 784,00
22-mar-2016	Martes	1 206,00	5 577,00
23-mar-2016	Miércoles	1 100,00	5 547,00
24-mar-2016	Jueves	1 083,00	5 034,00
25-mar-2016	Viernes	1 101,00	5 129,00
26-mar-2016	Sábado	1 054,00	4 012,00
27-mar-2016	Domingo	946,00	4 425,00
28-mar-2016	Lunes	1 119,00	5 152,00
29-mar-2016	Martes	1 121,00	5 236,00
30-mar-2016	Miércoles	1 125,00	5 195,00
31-mar-2016	Jueves	1 051,00	5 044,00
Total		33 376,00	156 562,00

Promedio diario
 Consumo máximo
 Consumo mínimo

5,820,36
 5,820,00
 3,236,00



Contugas S.A.C.
 Cnt. Domíngico Morelli N° 150
 Torre 2 Piso 8, San Borja - Lima
 Concesión otorgada según R.S. N° 046-2008-EM
 Punto de emisión: Cel. Pérez Figurola 270 Pisco - Ica
 www.contugas.com.pe

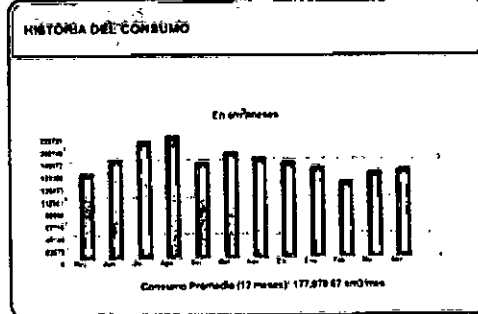
Ciudad: LA CALERA S.A.C.
 D/O RUC: RUC 20452614767
 Dirección de facturación: FONDO LA CALERA S/N
 Dirección de suministro: FONDO LA CALERA S/N

RUC N° 20518485487 / Recibo de Distribución de Gas Natural N° 0001 - 761648

Para consultas su número de cliente es:
002936

PERIODO DE LECTURA		
N° Medidor:	R0000103662015	
Lectura Actual	Fecha	Cantidad (m ³)
Lectura Anterior	30/04/2016	414,114
Diferencia de Lectura	31/03/2016	379,394
		34,720

DETALLE DE CONSUMO	UNIDAD	CANTIDAD
Volumen Consumido a Condiciones de Lectura	m ³	34,720.00
Factor de Corrección del Volumen		4,0485
Volumen Consumido a Condiciones Estándar	sm ³	161,396.00
Volumen Facturado	sm ³	161,396.00
Poder Calorífico Superior Promedio del Gas Natural	GJ/sm ³	0.03982343
Energía Facturada	GJ	6,443,481.9
Volumen Mínimo Diario (VMD)	sm ³ /día	5,410.76



ATENCIÓN AL CLIENTE

Estimado cliente, pague a tiempo su recibo y evite moras e intereses.

Recargo por el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), según Ley 29852 y Reglamento aprobado por D.S. N° 021-2012-EM

Tarifa Regulada de Seguridad, según Resolución Osinergrin N° 065-2013-OS/CD

TARIFAS APLICADAS	UNIDAD	IMPORTE
Tipo de Usuario		Regulado
Tipo de Tarifa		Regulada
Categoría Tarifaria		C
Tipo Medidor		
Precio del Gas Natural	S/ /Giga Joule	4.0960
Tarifa del Servicio de Transporte		128.8383
Costo del Transporte Principal	S/ / 1,000 sm ³	6.0466
(Incluye el Desc. por Adelanto de CRP: PD = 0.94319)		5.2682
Recargo FISE	S/ / 1,000 sm ³	300.6782
Tarifa Regulada de Seguridad	S/ / 1,000 sm ³	45.4899
Tarifa del Servicio de Distribución		1.3835
Margen de Distribución Variable	S/ / 1,000 sm ³	0.2066
Margen de Comercialización Variable	S/ / (sm ³ -día/mes)	
Margen de Distribución Fijo	S/ / (sm ³ -día/mes)	
Margen de Comercialización Fijo	S/ / (sm ³ -día/mes)	

DETALLE DE FACTURACIÓN	IMPORTE EN S/
Consumo del Periodo	113,867.15
Precio del Gas Natural	26,392.78
Costo Medio del Transporte	21,066.78
Recargo FISE (No Afecto a IGV)	1,072.73
Tarifa Regulada de Seguridad (No Afecto a IGV)	850.26
Distribución Fijo	7,485.89
Comercialización Fijo	1,128.56
Distribución Variable	48,526.25
Comercialización Variable	7,341.89
SubTotal Concepto Afectos a IGV	111,944.16
SubTotal Concepto No Afectos a IGV	1,922.99
Impuesto General a las Ventas 18%	20,149.95

FECHA DE EMISIÓN 04/05/2016	FECHA DE VENCIMIENTO 19/05/2016	FECHA DE CORTE	MONTO TOTAL A PAGAR SON: CIENTO TRENTA Y CUATRO MIL DIEZ Y SIETE CON 10/100 S/ 134,017.10
--------------------------------	------------------------------------	----------------	--

con gas

REPORTE MENSUAL DE CONSUMO POR CUENTE

Razon Social
RUC N°

LA CALERA S.A.C.
20452814787

Dirección de Suministro

FUNDO LA CALERA S/N ALTO LARAN-CHINCHA-ICA

N° de Medidor

R0000103642015

Categoría Tarifaria

C

Periodo de Consumo

Del 01 al 30-04-2016

Dia Operativo		Volumen sin Corregir (m3)	Volumen Corregido (sm3)
01-abr-2016	Viernes	1 175,00	5 424,00
02-abr-2016	Sábado	1 158,00	5 367,00
03-abr-2016	Domingo	1 044,00	4 853,00
04-abr-2016	Lunes	843,00	3 909,00
05-abr-2016	Martes	1 056,00	4 684,00
06-abr-2016	Miércoles	1 182,00	5 367,00
07-abr-2016	Jueves	1 098,00	4 948,00
08-abr-2016	Viernes	753,00	3 501,00
09-abr-2016	Sábado	898,00	4 152,00
10-abr-2016	Domingo	990,00	4 541,00
11-abr-2016	Lunes	1 224,00	5 664,00
12-abr-2016	Martes	1 227,00	5 710,00
13-abr-2016	Miércoles	1 201,00	5 575,00
14-abr-2016	Jueves	1 174,00	5 432,00
15-abr-2016	Viernes	1 265,00	5 879,00
16-abr-2016	Sábado	1 174,00	5 457,00
17-abr-2016	Domingo	983,00	4 504,00
18-abr-2016	Lunes	1 202,00	5 570,00
19-abr-2016	Martes	1 185,00	5 483,00
20-abr-2016	Miércoles	1 233,00	5 722,00
21-abr-2016	Jueves	1 181,00	5 498,00
22-abr-2016	Viernes	1 384,00	6 330,00
23-abr-2016	Sábado	1 325,00	6 188,00
24-abr-2016	Domingo	846,00	3 992,00
25-abr-2016	Lunes	1 252,00	5 814,00
26-abr-2016	Martes	1 345,00	6 230,00
27-abr-2016	Miércoles	1 379,00	6 403,00
28-abr-2016	Jueves	1 431,00	6 619,00
29-abr-2016	Viernes	1 429,00	6 665,00
30-abr-2016	Sábado	1 206,00	5 660,00
Total		34.720,00	161.398,00

Promedio diario	5.379,87
Consumo máximo	6.665,00
Consumo mínimo	3.501,00



ElectroDunas

www.electrodunas.com

Ica, 12 MAYO 2016

000517

GC- 2016/UGC

Señores:

LA CALERA S.A.C

Fundo la Calera S/N, distrito Alto Larán, Chincha

Chincha.-

Asunto: PROPUESTA DE CAMBIO DE CONDICIÓN DE CLIENTE REGULADO A CLIENTE LIBRE

Ref. : NIS N° 381000151, 381000361, 381001493.

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, le informamos que nuestra empresa ha efectuado evaluaciones de sus consumos de energía eléctrica con respecto a las tarifas vigentes que venimos considerando en su facturación por concepto de servicio eléctrico, con la finalidad de que puedan optar por un cambio de plan tarifario en mejores condiciones comerciales.

En este sentido, les ofrecemos el cambio de su condición de cliente regulado a cliente libre con las siguientes condiciones comerciales:

- Descuentos en los precios unitarios de la Energía en Horas de Punta y energía de Horas Fuera de Punta, respecto a los precios publicados en la WEB de OSINERGMIN, en el siguiente porcentaje:

381000151(MT2) -----	8%
381000361(MT3) -----	8%
381001493(MT2) -----	8%

- Precios de Potencia de Generación y Distribución, iguales a los precios publicados de la tarifa según corresponda en la WEB de OSINERGMIN, para el mercado regulado.
- Forma de facturación: Equivalente a la tarifa según corresponda del mercado regulado.
- Plazo Contractual: 5 años.
- Recargo FISE (Fondo de Compensación Social Eléctrica) conforme a Ley (adjuntamos un cuadro en el que se puede apreciar cómo sería su facturación con los descuentos propuestos).

Por lo expuesto, quedamos a su disposición para visitarlos y poder ampliar en detalle, la propuesta efectuada. En caso requieran una mayor información al respecto, al teléfono 256161 Anexo 269-247.

Esperando la atención a la presente, quedamos de ustedes.

Atentamente.


.....
Renzo Carrera Dongo
GERENTE COMERCIAL
Electro Dunas S.A.A.

Ica
Panamericana Sur km. 300.5
La Angostura Ica Perú
T +(51 56) 256 161

Chincha
Ca. Lima 484
Chincha Ica Perú
T +(51 56) 267 500

Pisco
Av. Balagnesi 890
Pisco Ica Perú
T +(51 56) 532 268

Nasca
Jr. Arica 359
Nasca Ica Perú
T +(51 56) 523 372

Lima
Ca. Alcanfores 495 of. 501
Miraflores Lima 18 Perú
T +(51 1) 501 1900

Cliete 381000151 (La Calera SAC)

Tarifa MT2

Mercado REGULADO

Periodo evalua abr-16

8% de descuento en EAHP y EAFP

Conceptos a Facturar	Situación actual			Simulación como cliente Libre			Ahorro
	Consumo	Precio	Facturación1	Consumo	Precio	Facturación2	
Cargo fijo Mensual	1.00	6.43	6.43	1.00	6.43	6.43	0.00
Energía Activa en Hora Punta	57,025.74	0.2195	12,517.15	57,025.74	0.2019	11,515.78	1,001.37
Energía Activa Fuera de Punta	568,734.31	0.1837	104,476.49	568,734.31	0.1690	96,118.37	8,358.12
Energía Reactiva	3,035.47	0.0430	130.53	3,035.47	0.0430	130.53	0.00
Potencia de Generación Presente Hora Punta	682.18	52.79	36,012.38	682.18	52.79	36,012.38	0.00
Potencia de distribución Presente Hora Punta	817.31	12.12	9,905.79	817.31	12.12	9,905.79	0.00
Exceso de Potencia de Distribución Presente Fuera Ho	896.73	14.33	12,850.10	896.73	14.33	12,850.10	0.00
Fondo de Inclusión Social Eléctrico (Fise)				625,760.05	0.01	5,006.08	-5,006.08 Recargo
Parcial consumo Mes			175,898.87			171,545.46	4,353.41
Interes Compensatorio			917.08			917.08	0
Mantenimiento y Reposición			15.61			15.61	0
Alumbrado Público			1749.33			1749.33	0
Ajuste Pliego			209.6			209.6	0
Subtotal			178,790.49			174,437.08	4,353.41
I.G.V. 18.00%			32,182.29			31,398.67	783.61
Interes Moratorio			55.20			55.20	0.00
Aporte E. Rural Ley 28749			4,943.50			4,943.50	0.00
Redondeo Anterior			-0.01			-0.01	0
Redondeo Actual			0.03			0.03	0
Total del mes S/.			215,971.50			210,834.47	5,137.02

Cliente 381000361 (La Calera SAC)

Tarifa MT3

Mercado REGULADO

Periodo evalua abr-16

8% de descuento en EAHP y EAFP

Conceptos a Facturar	Situación actual			Simulación como cliente Libre			Ahorro
	Consumo	Precio	Facturación1	Consumo	Precio	Facturación2	
Cargo fijo Mensual	1.00	6.43	6.43	1.00	6.43	6.43	0.00
Energía Activa en Hora Punta	55,391.13	0.2195	12,158.35	55,391.13	0.2019	11,185.68	972.67
Energía Activa Fuera de Punta	247,867.30	0.1837	45,533.22	247,867.30	0.1690	41,890.56	3,642.66
Potencia de Generación Presente Hora Punta	547.27	49.18	26,914.85	547.27	49.18	26,914.85	0.00
Potencia de Distribución Presente Hora Punta	582.50	13.33	7,764.72	582.50	13.33	7,764.72	0.00
Fondo de Inclusión Social Eléctrico (Fise)				303,258.42	0.01	2,638.35	-2,638.35 Recargo
Parcial consumo Mes			92,377.57			90,400.59	1,976.98
Interes Compensatorio			479.62				
Mantenimiento y Reposición			15.55			15.55	0
Alumbrado Público			1399.46			1399.46	0
Ajuste Pliego			146.14			146.14	0
Subtotal			94,418.34			91,961.74	1,976.98
I.G.V. 18.00%			16,995.30			16,553.11	355.86
Interes Moratorio			28.87				
Aporte E. Rural Ley 28749			2,395.74			2,395.74	0.00
Redondeo Anterior			0.24			0.24	0
Redondeo Actual			0.01			0.01	0
Total del mes S/.			113,838.50			110,910.84	2,332.84

Cliente 381001493 (La Calera SAC)

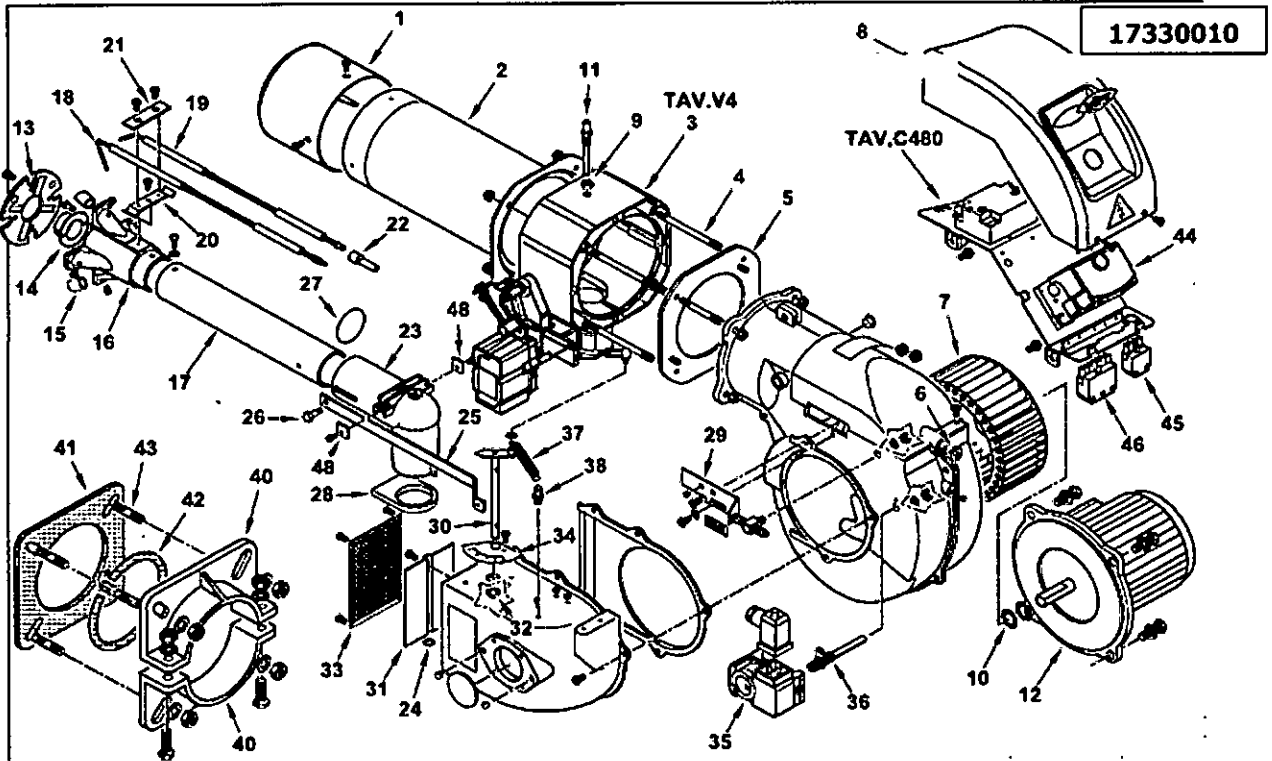
Tarifa MT2

Mercado REGULADO

Periodo evalua abr-16

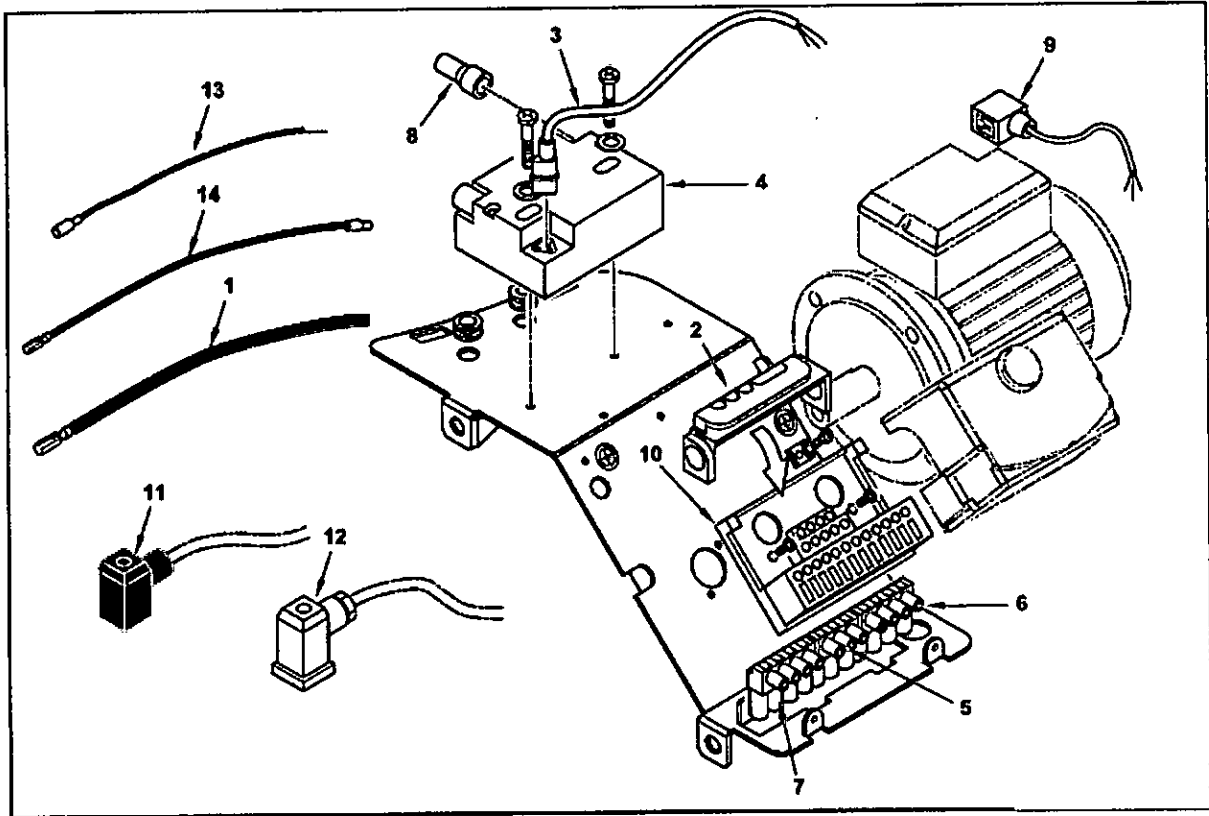
8% de descuento en EAHP y EAFP

Conceptos a Facturar	Situación actual			Simulación como cliente Libre			Ahorro
	Consumo	Precio	Facturación1	Consumo	Precio	Facturación2	
Cargo fijo Mensual	1.00	6.43	6.43	1.00	6.43	6.43	0.00
Energía Activa en Hora Punta	26,019.32	0.2195	5,711.24	26,019.32	0.2019	5,254.34	456.90
Energía Activa Fuera de Punta	68,764.62	0.1837	12,632.06	68,764.62	0.1690	11,621.50	1,010.56
Potencia de Generación Presente Hora Punta	264.87	52.79	13,982.62	264.87	52.79	13,982.62	0.00
Potencia de distribución Presente Hora Punta	279.76	12.12	3,390.73	279.76	12.12	3,390.73	0.00
Energía Reactiva	54,056.48	0.04	2,324.43	54,056.48	0.04	2,324.43	0.00
Exceso de Potencia de distribución Fuera de Punta	2.35	14.33	33.61	2.35	14.33	33.61	0.00
Fondo de Inclusión Social Eléctrico (Fise)				94,783.94	0.01	1,099.49	-1,099.49 Recargo
Parcial consumo Mes			38,081.12			37,713.15	367.97
Interes Compensatorio			172.84			172.84	0
Mantenimiento y Reposición			15.55			15.55	0
Alumbrado Público			699.73			699.73	0
Ajuste Pliego			66.68			66.68	0
Subtotal			39,035.92			38,667.95	367.97
I.G.V. 18.00%			7,026.47			6,960.23	66.23
Interer Moratorio			10.40			10.40	0.00
Aporte E. Rural Ley 28749			748.79			748.79	0.00
Redondeo Anterior			-0.01			-0.01	0
Redondeo Actual			-0.07			-0.07	0
Total del mes S/.			46,821.50			46,387.29	434.20



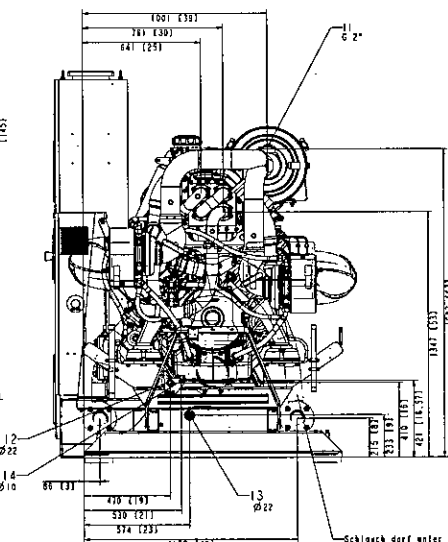
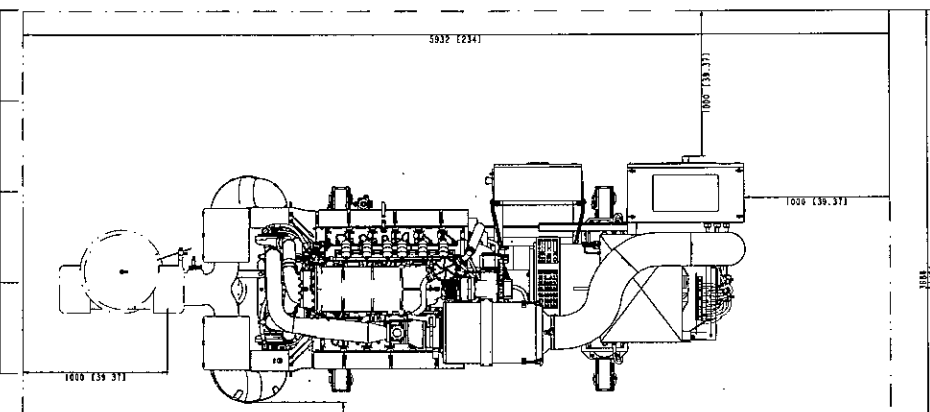
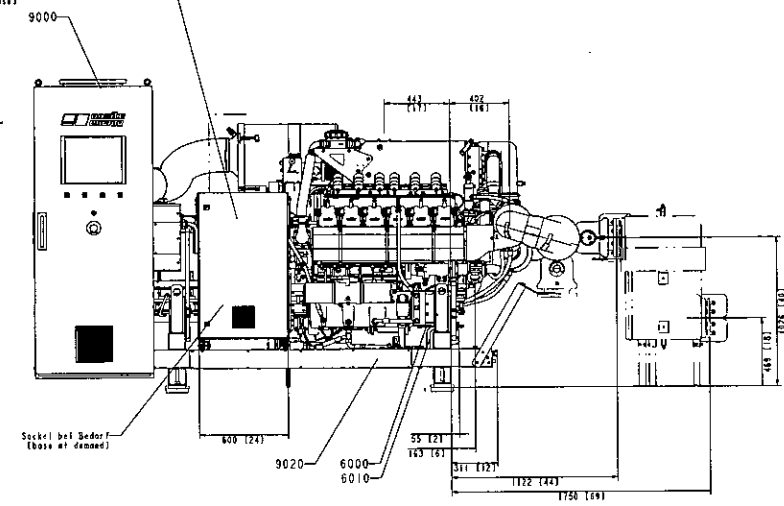
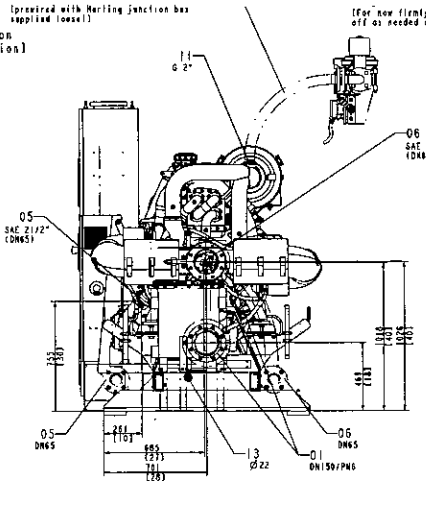
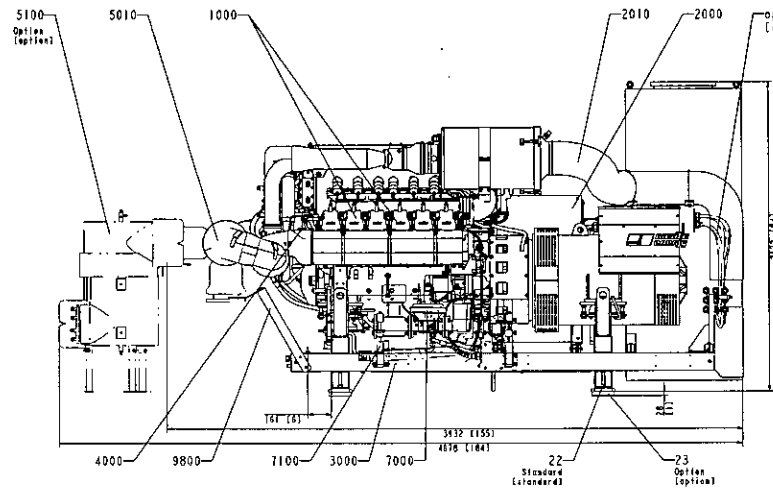
17330010

ey	Part Number	Description			
	B07-0025030002	End cone	28	B07-0025030010	Gas Pipe Connection
	B07-0025030003	Blast Tube	29	B07-0020020026	Sliding plate
	B07-0020040010	Gas intake housing	30	B07-0020010122	Air Damper Rod
	B07-0025030024	Fixing bolt M6 x 117	31	B07-0019010010	Air Damper Plate
	B07-0020040001	Sealing gasket	32	B07-0019010010	Air Damper Securing Ring
	B07-0020020030	Sight Glass	33	B07-0020020031	Air Damper Grill
	B07-61013	Fan 180mm x 72mm	34	B07-0020010123	Air Damper Dial
	B07-0025010018	Control panel cover	35	B07-0005040062	Pressure Switch Dungs GW3A6
	B07-0006020143	Pressure Test Washer	36	B07-0025040028	Air Pressure Tube
0	B07-28718	Fan Spacer 13x20x1	37	B07-0020040024	Linkage
1	B07-0020040004	Pressure Test Nipple 1/8"	38	B07-35620	Linkage Connector
2	B07-0005010059	Motor 500w 1ph 230/50v	40	B07-834451	Semi Flange
2	B07-95079	Capacitor			
3	B07-0025030025	Brake Plate	41	B07-34462	Burner Gasket
4	B07-0025030005	Brake Plate Nozzle Mixer	42	B07-61029	Rope Seal
5	B07-0025030006	Nozzle Sleeves	43	B07-17639	Burner Mounting Studs M12x63
6	B07-0025030004	Gas Head Mixer	44	B07-0005030201	LME22.331A2 Control Box
7	B07-0025003008	Inner Gas Pipe - Straight	45	X01-0045	4 Pin Plug
8	B07-0025030035	Ionization probe (long)	46	X01-0044	7 Pin Plug
8	B07-0025030014	Ionization Probe(short)			
9	B07-0025030034	Ignition Probe (long)	48	B07-0025030037	Plate
9	B07-0025030026	Ignition Probe (short)			
0	B07-0017030027	Securing Bracket			
1	B07-61299	Clamping Bracket			
2	B07-0005060037	Fully Shrouded Rajah clip			
3	B07-0025030009	Inner Gas Pipe - Angled			
4	B07-19729	Air damper pin			
5	B07-0020040002	Adjustment Bracket			
6	B07-0020020043	Adjustment Bracket screw			
7	B07-0005180082	Gas Pipe O-Ring			

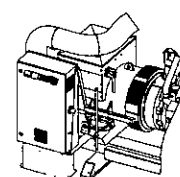
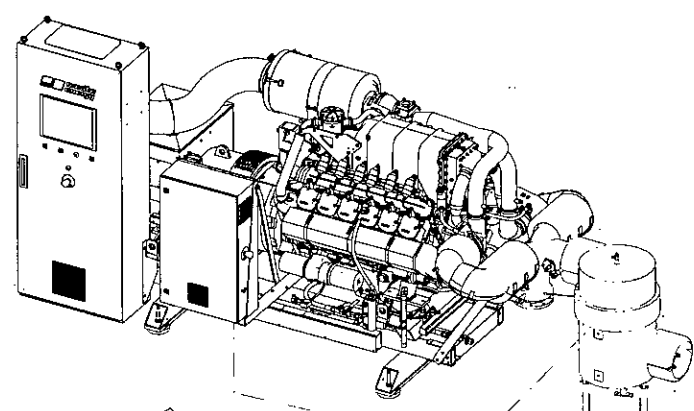


Key	Part Number	Description	Key	Part number	Description
1	B07-0005020081	HT Lead	11	D05-210319	Hirschmann 4 way plug Black
2	B07-0005030012	Cable Entry Plate	12	D05-210318	Hirschmann 4 way plug Grey
3	B07-0005130111	Transformer cable	13	B07-0005140313	Ion lead (part 1)
4	B07-0005020069	Transformer	14	B07-0005140490	Ion lead (part 2)
5	B07-0005130018	3 pin socket			
6	B07-0005130023	4 pin socket (High Fire)			
7	B07-0005130019	4 pin socket			
8	B07-0005140115	Shroud			
9	B07-0005130096	Motor Cable			
10	L01-AGK11	Wiring base			

[Standard version: MMC and MIS on the baseframe]



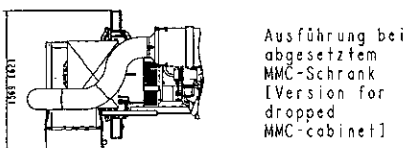
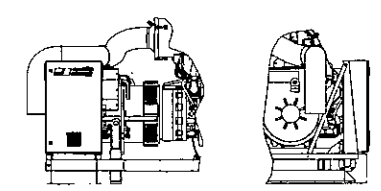
STANDARDAUSFÜHRUNG
[Standard-Version]



AUSFÜHRUNG ABGESETZTER
MMC-SCRANK
[Version dropped MMC-cabinet]

Gewicht (geschätzt) / Weight (estimated)
 leer / empty: 3800 kg
 befüllt / filled: 3900 kg

Pos.	Benennung	Description
01	Abgasaustritt	Exhaust gas outlet
02	Kondensat-Ablauf	Condensate drain
03	Heizwasser-Eintritt	Heatingwater inlet
04	Heizwasser-Austritt	Heatingwater outlet
05	Kühlwasser-Eintritt	Cooling water inlet
06	Kühlwasser-Austritt	Cooling water outlet
07	Gemischtes Wasser-Eintritt (1. Stufe)	Cooling water inlet (mixture cooler 1. stage)
08	Gemischtes Wasser-Austritt (1. Stufe)	Cooling water outlet (mixture cooler 1. stage)
09	Gemischtes Wasser-Eintritt (2. Stufe)	Cooling water inlet (mixture cooler 2. stage)
10	Gemischtes Wasser-Austritt (2. Stufe)	Cooling water outlet (mixture cooler 2. stage)
11	Gasstritt	Gas inlet
12	Schmieröl-Eintritt	Luberoil inlet
13	Schmieröl-Ablauf	Luberoil outlet
14	Schmieröl-Abspritzung	Oil bleed system
15	Entlüftung/Füllung (Kühlwasser)	Draining / Filling (cooling water)
16	Sicherheitsventil	Safety valve
20	Schnittstellen	Model/Genest-interface
21	MIS/MIP-Schnittstellen	Englar-interface
22	Gummistreifen	rubber strips
23	Maschinenschon (Option)	leveling element (option)
24	Abfuhr-Löffel	scavenger



Ausführung bei abgesetztem MMC-Schrank
 [Version for dropped MMC-cabinet]

Code	Bezeichnung	Einheit	Wert	Code	Bezeichnung	Einheit	Wert
2225	Aggregat			8.000	AR		
Aggregat AoE304226 93502005027							

Small text at the bottom right, likely a disclaimer or technical note.

- Antes de empezar a usar el quemador lea detenidamente el folleto "ADVERTENCIAS DIRIGIDAS AL USUARIO PARA USAR CON SEGURIDAD EL QUEMADOR" que va con el manual de instrucciones y que constituye una parte integrante y esencial del producto.
- Lea atentamente las instrucciones antes de poner en funcionamiento los quemadores y efectuar las tareas de mantenimiento.
- Los trabajos que se efectúen al quemador y a la instalación deben ser efectuados sólo por personal cualificado.
- La alimentación eléctrica de la instalación se debe desconectar antes de iniciar los trabajos.
- Si los trabajos no son efectuados correctamente se corre el riesgo de que se produzcan accidentes peligrosos.

Declaración de conformidad

Declaramos que nuestros productos

**BPM...; BGN...; BT...; BTG...; BTL...; TBML...; Comist...;
 GI...; GI...Mist; Minicomist...; PYR...; RiNOx...; Spark...;
 Sparkgas...; TBG...; TBL...; TS...; IBR...; IB...
 (Variante: ... LX, para emisiones reducidas de NOx)**

Descripción:

los quemadores por aire a presión de combustibles líquidos, gaseosos y mixtos para uso residencial e industrial cumplen los requisitos mínimos de las directivas comunitarias:

90/396/CEE(D.A.G.)
 89/336/CEE - 2004/108/CE(C.E.M.)
 73/23/CEE - 2006/95/CE(D.B.T.)
 2006/42/CEE(D.M.)

y cumplen las normas europeas:

UNI EN 676:2008 (gas y combinación, lado gas)
 UNI EN 267:2002 (diésel y combinación, lado diésel)




Estos productos están marcados con:



04/01/2010

Dr. Riccardo Fava
 Director Gerente/Director General

E
S
P
A
Ñ
O
L

 Advertencias / notas	 Información	 Peligro / Atención
--	--	---

ÍNDICE	PÁGINA
- Advertencias destinadas al usuario para el uso seguro del quemador	2
- Características técnicas y de construcción.....	4
- Conexión del quemador a la red del gas - Aplicación del quemador a la caldera	7
- Conexiones eléctricas - Descripción del funcionamiento.....	9
- Aparatos de mando y control para quemadores a gas	11
- Encendido y regulación	12
- Regulación del aire en el cabezal de combustión.....	14
- Regulación del servomotor de regulación del aire.....	15
- Mantenimiento - Uso del quemador.....	16
- Quemador de gas de dos etapas - Instrucciones de montaje de reducciones para G.P.L.....	17
- Irregularidades - Causas - Soluciones.....	18
- Esquemas eléctricos.....	93



ADVERTENCIAS DIRIGIDAS AL USUARIO PARA USAR EL QUEMADOR EN CONDICIONES DE SEGURIDAD PRELIMINARES

Estas advertencias tienen la finalidad de contribuir a la seguridad cuando se utilizan las partes que se usan en instalaciones de calefacción de uso civil y producción de agua caliente para uso sanitario, indicando qué hay que hacer y las medidas que hay que adoptar para evitar que sus características originarias de seguridad dejen de serlo por una eventual instalación incorrecta, un uso erróneo, impropio o inadecuado. La difusión de las advertencias suministradas en esta guía tiene la finalidad de sensibilizar al público de «consumidores» sobre los problemas de seguridad con un lenguaje necesariamente técnico pero fácilmente comprensible. Queda excluida toda responsabilidad contractual y extracontractual del fabricante por daños causados debidos a errores en la instalación, en el uso y por no haber respetado las instrucciones dadas por el fabricante en cuestión.

ADVERTENCIAS GENERALES

- El libro de instrucciones constituye una parte integrante y esencial del producto y tiene que entregarse al usuario. Hay que leer detenidamente las advertencias contenidas en el libro de instrucciones pues suministran indicaciones importantes sobre la seguridad de la instalación, el uso y el mantenimiento. Conserve con cuidado el libro para poder consultarlo en cualquier momento.
- La instalación del aparato debe realizarse respetando las normas vigentes, según las instrucciones del fabricante, y tiene que realizarla el personal cualificado profesionalmente. Por personal cualificado profesionalmente se entiende el que cuenta con una competencia técnica en el sector de la calefacción de uso civil y producción de agua caliente para uso sanitario y, en concreto, los centros de asistencia autorizados por el fabricante. Una instalación errónea pueda causar daños a personas, animales y cosas, de los que el fabricante no se hace responsable.
- Después de haber quitado todo el embalaje hay que asegurarse de que el contenido esté íntegro. En caso de dudas no utilice el aparato y diríjase al proveedor. Las partes del embalaje (jaula de madera, clavos, grapas, bolsas de plástico, poliestireno expandido, etc.) no tienen que dejarse al alcance de los niños pues son potenciales fuentes de peligro. Además, para evitar que contaminen, tienen que recogerse y depositarse en sitios destinados a dicha finalidad.
- Antes de realizar cualquier operación de limpieza o de mantenimiento hay que desconectar el aparato de la red de alimentación eléctrica mediante el interruptor de la instalación con los órganos de corte a tal efecto.
- En caso de avería y/o mal funcionamiento del aparato hay que desactivarlo, absteniéndose de realizar cualquier intento de reparación o intervención directa. Diríjase exclusivamente a personal cualificado profesionalmente. La eventual reparación de los aparatos tiene que hacerla solamente un centro de asistencia autorizado por BALTUR utilizando exclusivamente repuestos originales. Si no se respeta lo anteriormente se puede comprometer la seguridad del aparato. Para garantizar la eficacia del aparato y para que funcione correctamente es indispensable que el personal cualificado profesionalmente realice el mantenimiento periódicamente ateniéndose a las indicaciones suministradas por el fabricante.
- Si el aparato se vende o pasa a otro propietario, o si usted se muda de casa y deja el aparato, hay que asegurarse siempre de que el libro de instrucciones esté siempre con el aparato para que pueda ser consultado por el nuevo propietario y/o instalador.
- Para todos los aparatos con elementos opcionales o kits (incluidos los eléctricos) hay que utilizar solo accesorios originales.

QUEMADORES

- Este aparato está destinado solo al uso para el que ha sido expresamente previsto: aplicación a calderas, generadores de aire caliente, hornos u otras cámaras de combustión similares, situados en un lugar resguardado

de agentes atmosféricos. Cualquier otro uso se considera impropio y por lo tanto peligroso.

- El quemador tiene que instalarse en un local adecuado con aberturas mínimas de ventilación, según lo que prescriben las normas vigentes, que sean suficientes para obtener una combustión perfecta.
- No hay que obstruir ni reducir la sección de las rejillas de aspiración del aire del quemador ni las aberturas de ventilación del local donde está colocado el quemador o una caldera, para evitar que se creen situaciones peligrosas como la formación de mezclas tóxicas y explosivas.
- Antes de conectar el quemador hay que asegurarse de que los datos de la placa correspondan con los de la red de alimentación (eléctrica, gas, gasóleo u otro combustible).
- No hay que tocar las partes calientes del quemador pues normalmente están cerca de la llama y del eventual sistema de precalentamiento del combustible y se calientan durante el funcionamiento, permaneciendo calientes incluso después de una parada no prolongada del quemador.
- Cuando se decida no utilizar definitivamente el quemador, hay que encarar al personal cualificado profesionalmente que realice las operaciones siguientes:
 - a) Desconectar la alimentación eléctrica quitando el cable de alimentación del interruptor general.
 - b) Cerrar la alimentación del combustible por medio de la válvula de corte y quitar los volantes de mando de su alojamiento.
 - c) Hacer que sean inocuas las partes que podrían ser potenciales fuentes de peligro.

Advertencias particulares

- Asegurarse de que quien se ha encargado de la instalación del quemador lo haya fijado firmemente al generador de calor de manera que la llama se forme dentro de la cámara de combustión del generador en cuestión.
- Antes de poner en marcha el quemador y por lo menos una vez al año, el personal cualificado profesionalmente tiene que realizar las siguientes operaciones:
 - a) Regular el caudal del combustible del quemador según la potencia que requiere el generador de calor.
 - b) Regular el caudal de aire comburente para obtener un valor de rendimiento de la combustión que sea por lo menos igual que el mínimo impuesto por las normas vigentes.
 - c) Controlar la combustión para evitar que se formen gases no quemados nocivos o contaminantes, superiores a los límites consentidos por las normas vigentes.
 - d) Comprobar que funcionen bien los dispositivos de regulación y seguridad.
 - e) Comprobar que funcione correctamente el conducto de expulsión de los productos de la combustión.
 - f) Al final de todas las regulaciones controlar que todos los sistemas de bloqueo mecánico de los dispositivos de regulación estén bien apretados.
 - g) Asegurarse de que en el local donde está la caldera estén las instrucciones de uso y mantenimiento del quemador.
- Si el quemador se para bloqueándose varias veces no hay que insistir rearmándolo manualmente; diríjase al personal cualificado profesionalmente para remediar el problema anómalo.
- El manejo y el mantenimiento tienen que hacerlos solo el personal cualificado profesionalmente, respetando las disposiciones vigentes.



ADVERTENCIAS DIRIGIDAS AL USUARIO PARA USAR EL QUEMADOR EN CONDICIONES DE SEGURIDAD PRELIMINARES

ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA

- La seguridad eléctrica del aparato se consigue solo cuando el mismo está conectado correctamente a una buena instalación de puesta a tierra, realizado tal y como establecen las normas de seguridad vigentes. Es necesario comprobar este requisito de seguridad fundamental. En caso de dudas, pida al personal cualificado profesionalmente que haga un control detenido de la instalación eléctrica pues el fabricante no se hace responsable de los posibles daños causados por la falta de puesta a tierra de la instalación.
- Haga que el personal cualificado profesionalmente controle que la instalación eléctrica sea adecuada a la potencia máxima absorbida por el aparato, indicada en la placa, comprobando concretamente que la sección de los cables de la instalación sea idónea a la potencia absorbida por el aparato.
- Para la alimentación general del aparato de la red eléctrica no está permitido el uso de adaptadores, enchufes múltiples y/o alargaderas.
- Para la conexión a la red hay que poner un interruptor omnipolar como prevé la normativa de seguridad vigente.
- La alimentación eléctrica del quemador tiene que tener el neutro a tierra. En caso de supervisión de la corriente de ionización con el neutro no conectado a tierra es indispensable conectar entre el borne 2 (neutro) y la tierra el circuito RC.
- El uso de cualquier componente que utilice energía eléctrica comporta el respeto de algunas reglas fundamentales como:
 - no tocar el aparato con partes del cuerpo mojadas o húmedas y/o con los pies descalzos.
 - no tirar de los cables eléctricos
 - no dejar el aparato expuesto a agentes atmosféricos (lluvia, sol, etc.) de no ser que no esté expresamente previsto.
 - no permitir que el aparato lo usen niños o personas inexpertas.
- El cable de alimentación del aparato no tiene que cambiarlo el usuario. En caso de que el cable esté roto, apague el aparato y para cambiarlo, dirjase exclusivamente a personal profesionalmente cualificado.
- Si decide no utilizar el aparato durante un cierto periodo es oportuno apagar el interruptor eléctrico de alimentación de todos los componentes de la instalación que utilizan energía eléctrica (bombas, quemador, etc.).

ALIMENTACIÓN CON GAS, GASÓLEO U OTROS COMBUSTIBLES

Advertencias generales

- La instalación del quemador tiene que realizarla el personal profesionalmente cualificado y debe ajustarse a las normas y disposiciones vigentes, ya que una instalación errónea puede causar daños a personas, animales o cosas, de los que el fabricante no puede ser considerado responsable.
- Antes de la instalación se aconseja hacer una buena limpieza de todos los tubos de la instalación de abastecimiento del combustible para evitar posibles residuos que podrían comprometer el buen funcionamiento del quemador.
- La primera vez que se pone en funcionamiento el aparato, el personal cualificado profesionalmente tiene que controlar:
 - a) la estanqueidad en el tramo interior y exterior de los tubos de

abastecimiento del combustible;

- b) la regulación del caudal del combustible según la potencia requerida por el quemador;
 - c) que el quemador esté alimentado por el tipo de combustible para el que ha sido diseñado;
 - d) que la presión de alimentación del combustible esté comprendida dentro de los valores indicados en la placa del quemador;
 - e) que la instalación de alimentación del combustible esté dimensionada para el caudal necesario del quemador y que tenga todos los dispositivos de seguridad y control prescritos por las normas vigentes.
- Si se decide no utilizar el quemador durante un cierto periodo hay que cerrar la llave o llaves de alimentación del combustible.
Advertencias particulares para el uso del gas
 - El personal cualificado profesionalmente tiene que controlar:
 - a) que la línea de abastecimiento de combustible y la rampa se ajusten a las normativas vigentes.
 - b) que todas las conexiones del gas sean estancas.
 - No utilizar los tubos del gas como puesta a tierra de aparatos eléctricos.
 - No dejar el aparato inútilmente conectado cuando no se utilice y cerrar siempre la llave del gas.
 - En caso de ausencia prolongada del usuario del aparato hay que cerrar la llave principal que abastece gas al quemador.
 - Si se advierte olor de gas:
 - a) no accionar los interruptores eléctricos, el teléfono ni cualquier otro objeto que pueda provocar chispas;
 - b) abrir inmediatamente puertas y ventanas para crear una corriente de aire que purifique el local;
 - c) cerrar las llaves del gas;
 - d) pedir que intervenga el personal cualificado profesionalmente.
 - No obstruir las aberturas de ventilación del local donde está instalado un aparato de gas para evitar situaciones peligrosas como la formación de mezclas tóxicas y explosivas.

CHIMENEAS PARA CALDERAS DE ALTO RENDIMIENTO Y SIMILARES

Es oportuno precisar que las calderas de alto rendimiento y similares descargan en la chimenea los productos de la combustión (humos) a una temperatura relativamente baja. En el caso arriba mencionado las chimeneas tradicionales, dimensionadas comúnmente (sección y aislamiento térmico) pueden no ser adecuadas para funcionar correctamente pues el enfriamiento que los productos de la combustión sufren al recorrer las mismas hace probablemente que la temperatura disminuya por debajo del punto de condensación. En una chimenea que trabaja con un régimen de condensación se forma hollín en la zona de salida a la atmósfera cuando se quema gasóleo o fuel-oil, o se forma agua de condensación a lo largo de la chimenea en cuestión, cuando se quema gas (metano, G.L.P., etc.). Según lo anteriormente mencionado se deduce que las chimeneas conectadas a calderas de alto rendimiento y similares tienen que estar dimensionadas (sección y aislamiento térmico) para su uso específico para evitar el inconveniente arriba descrito.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS		TBG 35	TBG 35P
POTENCIA TÉRMICA	MÁX kW	410	
	MÍN kW	80	
FUNCIONAMIENTO		Monoestadio	Biestadio
EMISIONES NOx	mg/kWh	< 80 (Clase III según EN 676)	
MOTOR VENTILADOR	kW	0,37	
	r.p.m.	2760	
POTENCIA ELÉCTRICA ABSORBIDA*	kW	0,54	0,56
TRANSFORMADOR DE ENCENDIDO		26 kV - 40 mA - 230/240 V - 50/60 Hz	
TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN		1N - 230 V ± 10% - 50 Hz	
GRADO DE PROTECCIÓN		IP 40	
DETECCIÓN DE LLAMA		SONDA DE IONIZACIÓN	
RUIDO **	dBA	76	
PESO	kg	40	
(Gas: Metano (G.20))			
CAUDAL	MÁX m³/h	41,23	
	MÍN m³/h	8,05	
PRESIÓN	MÁX mbar	360	

*) Absorción total, en fase de inicio, con transformador de encendido activado.

**) Presión sonora medida en el laboratorio del fabricante, con quemador en funcionamiento en la caldera de prueba, con la potencia térmica nominal máxima.

MATERIAL ENTREGADO	TBG 35	TBG 35P
BRIDA DE CONEXIÓN DEL QUEMADOR	2	2
JUNTA AISLANTE	1	1
ESPÁRRAGOS	N° 4 M 12	N° 4 M 12
TUERCASEXAGONALES	N° 4 M 12	N° 4 M 12
ARANDELAS PLANAS	N° 4 Ø 12	N° 4 Ø 12

CARACTERÍSTICAS DE CONSTRUCCIÓN TBG 35

El quemador estado formado por:

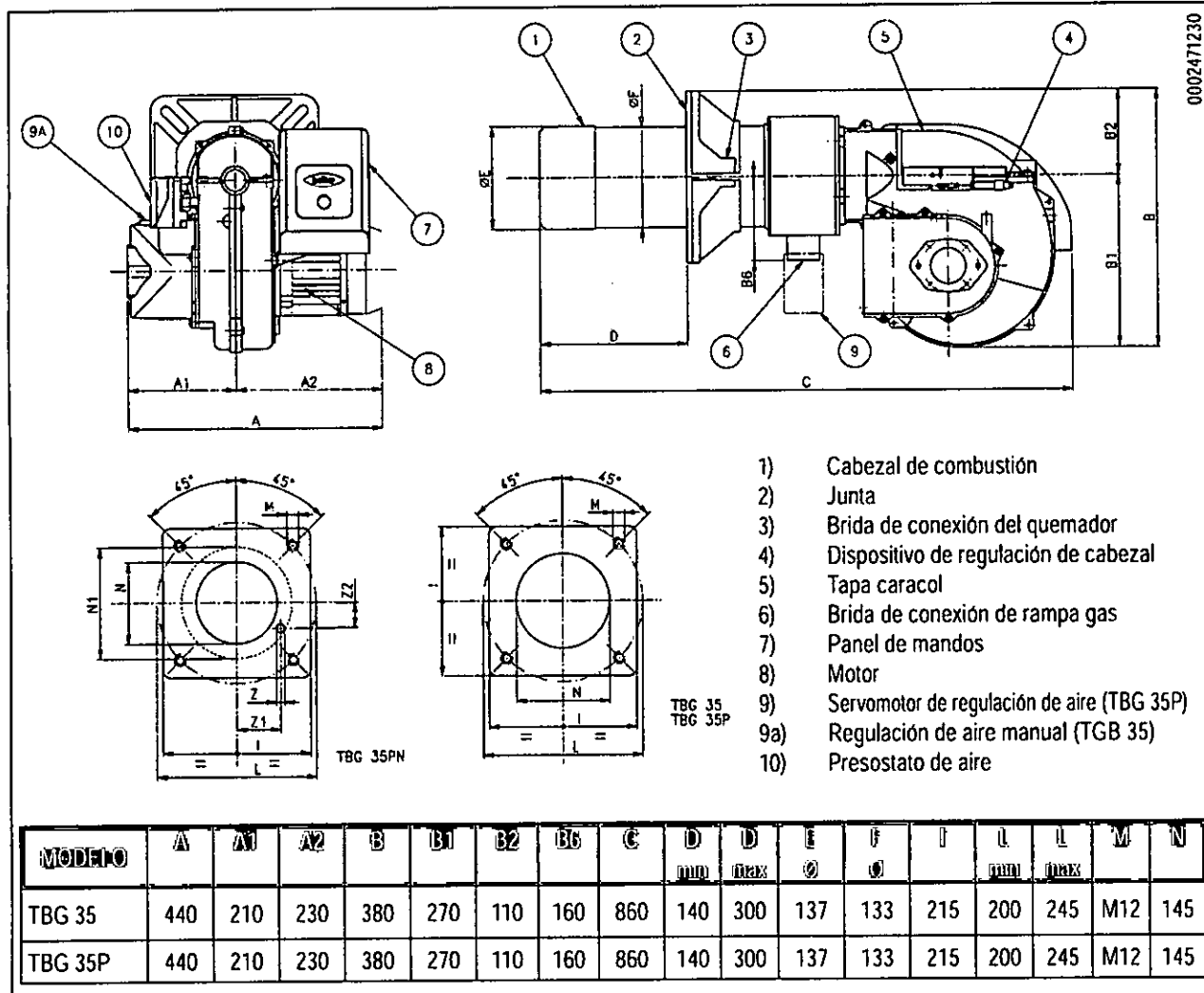
- Toma de aire comburente con válvula mariposa para la regulación de caudal de aire.
- Brida de conexión al generador deslizante, para adaptar la saliente de la cabeza a los diferentes tipos de generadores de calor.
- Presostato de aire que garantiza la presencia de aire comburente.
- Rampa de gas con válvula de seguridad y funcionamiento con accionamiento electromagnético, presostato de mínima, regulador de presión y filtro de gas.
- Control de presencia de llama por medio de electrodo ionizador.
- Aparatos automáticos de mando y control del quemador según la normativa europea EN298.
- Conexión a la rampa de gas con conectores a prueba de errores.
- Toma de 7 polos para la alimentación eléctrica y termostática del quemador.
- Predisposición para conexión de microamperímetro en el cable de ionización.
- Instalación eléctrica con grado de protección IP40.

CARACTERÍSTICAS DE CONSTRUCCIÓN TBG 35P

El quemador estado formado por:

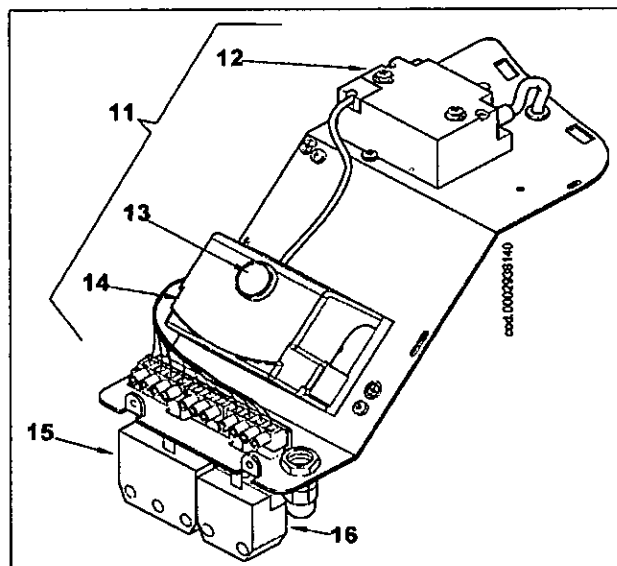
- Toma de aire comburente con válvula mariposa para la regulación de caudal de aire.
- Brida de conexión al generador deslizante, para adaptar la saliente de la cabeza a los diferentes tipos de generadores de calor.
- Presostato de aire que garantiza la presencia de aire comburente.
- Regulación del caudal del aire para la primera y la segunda etapa mediante un servomotor eléctrico.
- Rampa de gas con válvula de seguridad y funcionamiento monoestadio, con accionamiento electromagnético, presostato de mínima, regulador de presión y filtro de gas.
- Control de presencia de llama por medio de electrodo ionizador.
- Aparatos automáticos de mando y control del quemador según la normativa europea EN298.
- Conexión a la rampa de gas con conectores a prueba de errores.
- Toma de 7 polos para la alimentación eléctrica y termostática del quemador, toma de 4 polos para el mando de la segunda etapa de funcionamiento.
- Predisposición para conexión de microamperímetro en el cable de ionización.
- Instalación eléctrica con grado de protección IP40.

DIMENSIONES TOTALES



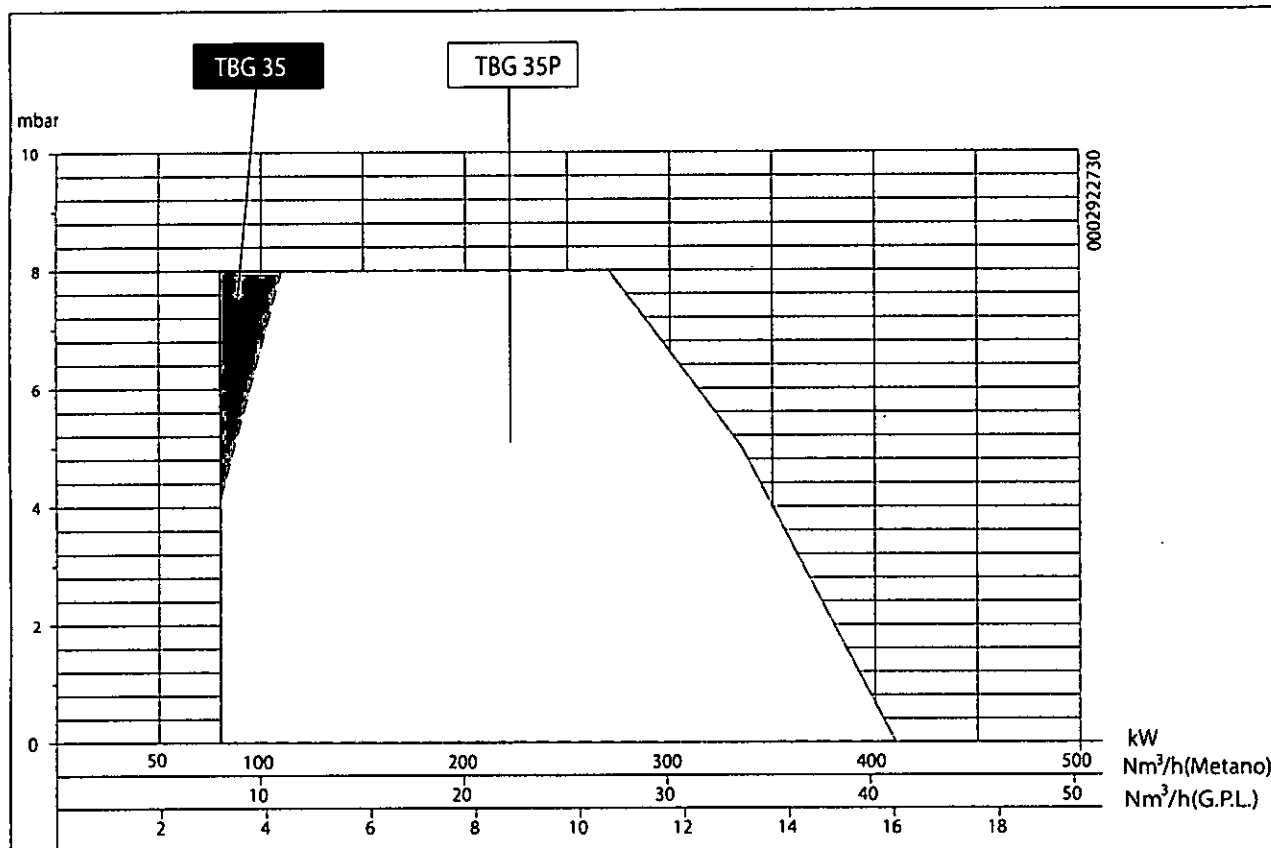
COMPONENTES DEL PANEL DE MANDOS

- 12) Transformador de encendido
- 13) Pulsador de desbloqueo
- 14) Aparato
- 15) Clavija de 7 polos
- 16) Clavija de 4 polos



ESPAÑOL

CAMPO DE TRABAJO



Los campos de trabajos se obtienen en caldera de prueba conformes a la norma EN676 y son orientativos para los acoplamientos de quemador-caldera.

Para el correcto funcionamiento del quemador, las dimensiones de la cámara de combustión tienen que ser conformes a la normativa vigente; de lo contrario, es necesario consultar a los fabricantes.

LÍNEA DE ALIMENTACIÓN

El esquema de principio de la línea de alimentación con gas se encuentra en la figura a continuación. La rampa de gas está homologada conforme a la normativa EN 676 y se suministra separadamente del quemador.

Es necesario instalar, aguas arriba de la válvula de gas, una válvula de corte manual y una junta antivibrante, dispuestas según el esquema.

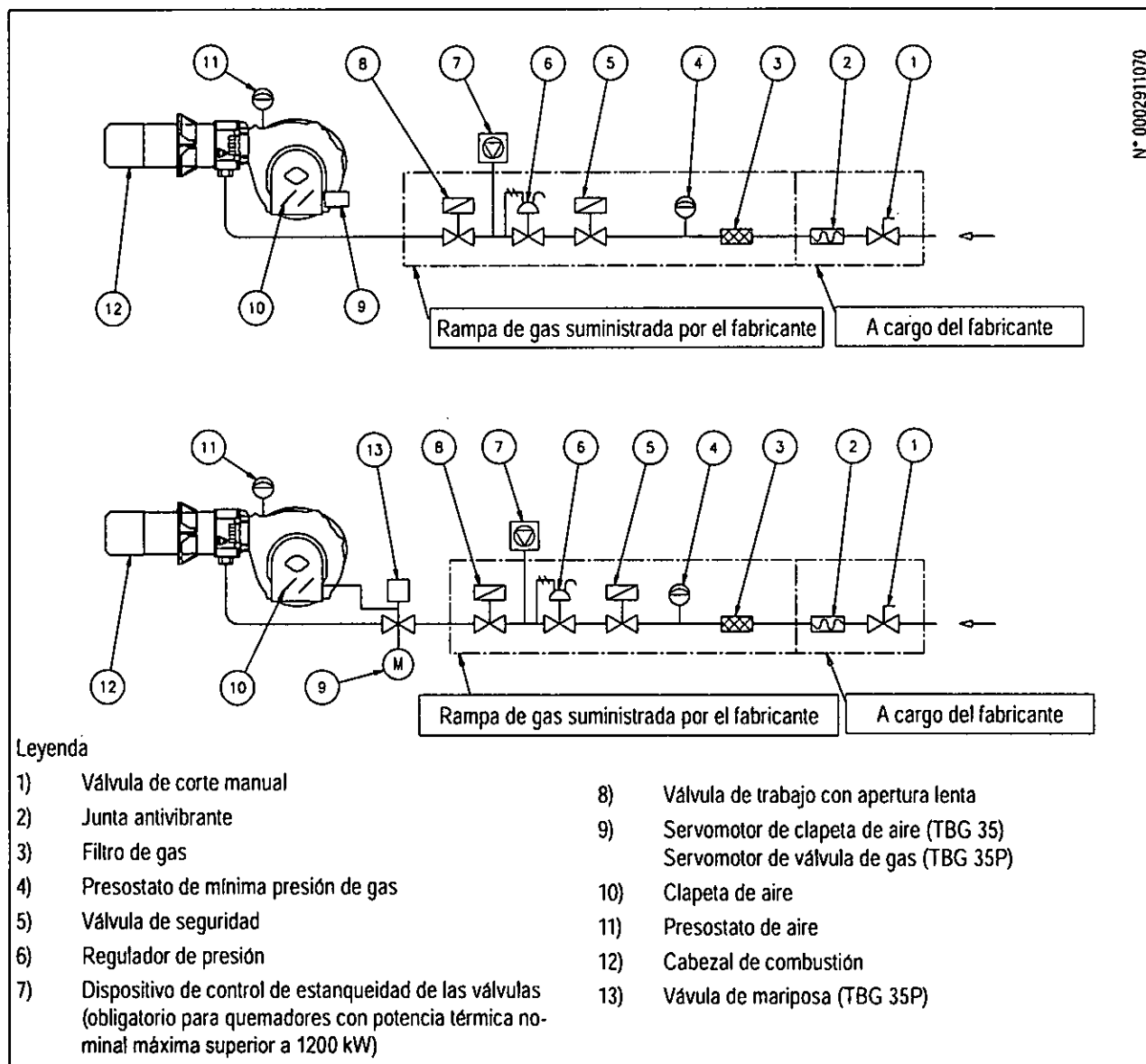
Si la rampa de gas cuenta con un regulador de presión no incorporado en una válvula monobloque, consideramos que son útiles los siguientes consejos prácticos relativos a la instalación de los accesorios en la tubería de gas cerca del quemador:

- 1) Para evitar fuertes caídas de presión durante el encendido, es adecuado que haya un tramo de tubería de 1,5 ÷ 2 m entre el punto de aplicación del estabilizador o reductor de presión y el quemador. Este tubo debe tener un diámetro igual o superior al empalme de conexión al quemador.

- 2) Para obtener el mejor funcionamiento del regulador de la presión, es oportuno que el mismo esté aplicado en una tubería horizontal después del filtro. El regulador de presión del gas tiene que estar regulado, mientras funciona, a la máxima potencia efectivamente utilizada por el quemador.

La presión de salida debe regularse a un valor ligeramente inferior a la presión máxima posible. (Es la que se obtiene apretando los tornillos de regulación casi hasta el final de carrera). En el caso específico, al apretar los tornillos de regulación, la presión de salida del regulador aumenta y al aflojar los tornillos, disminuye.

ESQUEMA GENERAL DEL QUEMADOR DE GAS

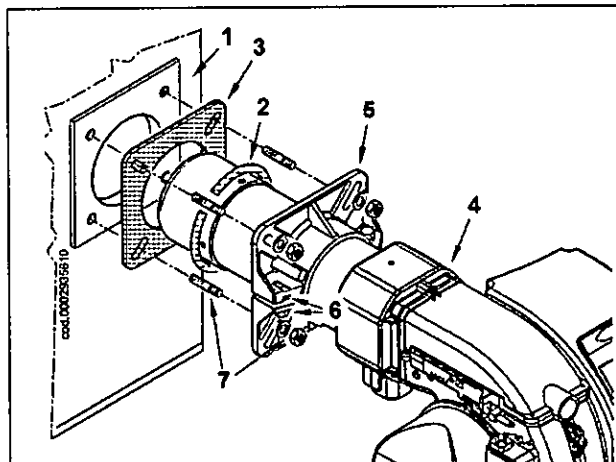


FIJACIÓN DEL QUEMADOR EN LA CALDERA

MONTAJE DEL GRUPO CABEZAL

- Colocar en el tubo la junta aislante 3, interponiendo al cuerda 2 entre la brida y la junta.
- Aflojar los tornillos "6", modificar la posición de la brida de conexión "5" para que el cabezal de combustión penetre en la cámara de combustión con la longitud aconsejada por el fabricante del generador.
- Fijar el quemador 4 a la caldera 1 con los espárragos, las arandelas y las tuercas correspondientes suministradas 7.

NOTA: Sellar completamente con material idóneo el espacio entre el tubo del quemador y el orificio en el refractario dentro de la tapa de la caldera.

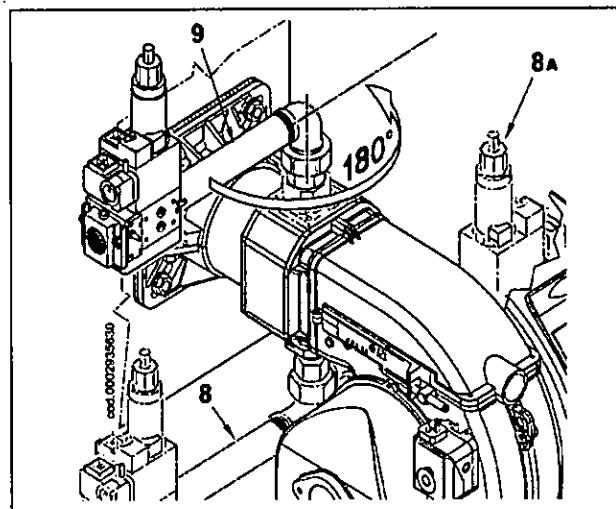


MONTAJE DE LA RAMPA DE GAS

Hay varias configuraciones posibles para el montaje de la rampa de gas según las diferentes exigencias de instalación, como se muestra en el dibujo al costado (8, 8a, 9). Los quemadores se suministran con la conexión a la rampa de gas hacia abajo.

A causa del dispositivo de mando aire-gas y de las correspondientes conexiones rígidas, las soluciones para el TBG 35P son sólo dos (8 e 8a).

Únicamente el TBG 35 puede estar preparado para el montaje de la rampa de gas según la configuración 9.

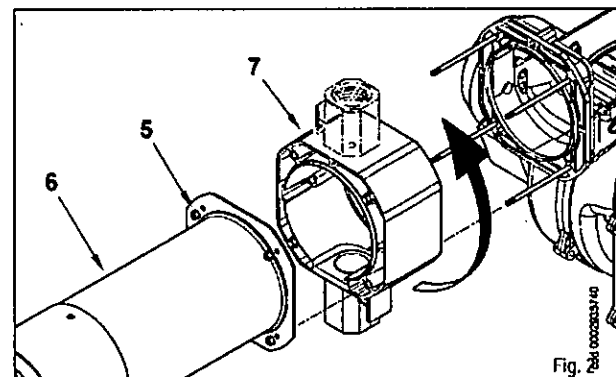
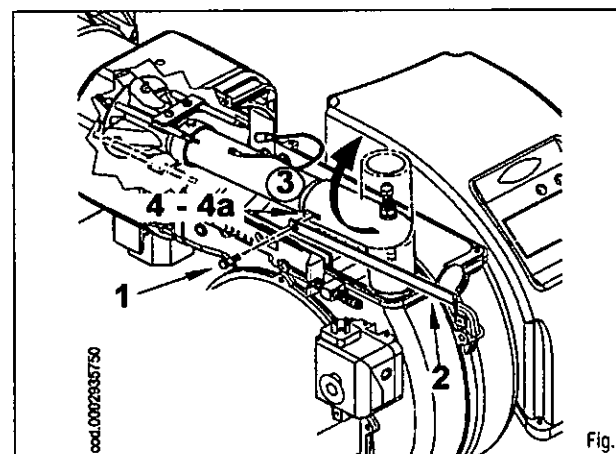


PREDISPOSICIÓN PARA LA CONEXIÓN DE LA RAMPA HACIA ARRIBA (TBG 35)

Si se desea colocar el lado de ingreso de la rampa hacia arriba, antes de aplicar el quemador a la caldera, realizar el siguiente procedimiento.

- 1) Siguiendo las instrucciones del apartado "Mantenimiento", extraer el grupo de mezcla y quitar el tornillo (1) que conecta la varilla de avance (2) del grupo con el tubo de envío de gas (3) pasando a través de la ranura (4) de la conexión codo (figura 1).
- 2) Girar 180° la conexión codo para que coincida el tubo de envío de gas con la ranura (4a) obtenida en la posición diametralmente opuesta de la conexión. Volver a conectar la varilla de avance (2) y el tubo de envío de gas (3) con el tornillo (1) de figura 1.
- 3) Ahora, quitar las 4 tuercas (5) de la figura 2, desmontare el tubo de llama (6) y, después de extraer el pulmón (7) de los espárragos correspondientes, colocarlo nuevamente con la conexión roscada para la fijación de la rampa de gas hacia arriba.
- 4) Para completar la operación, fijar el tubo de llama (6) y el pulmón (7) con las 4 tuercas (5), volver a colocar el grupo de mezcla en el alojamiento correspondiente.

En este momento, es posible instalar el quemador en la caldera con la rampa de válvulas colocada según la configuración 9, ilustrada en el apartado "Montaje de la rampa de gas".



CONEXIONES ELÉCTRICAS

La línea de alimentación monofásica debe tener un interruptor con fusibles. Para realizar las conexiones eléctricas (línea y termostatos) seguir el esquema eléctrico adjunto. Para realizar la conexión del quemador a la línea de alimentación, efectuar lo siguiente:

- 1) Insertar la clavija de 7 polos y 4 polos para la versión "P" en las correspondientes tomas debajo de la placa de soporte del panel de mandos, como se ilustra en la figura 1.
- 2) Para acceder a los componentes del panel, aflojar los dos tornillos (1), hacer retroceder ligeramente la tapa para desengancharla de la placa de soporte (fig. 2) luego, levantarla.
- 3) Volver a cerrar la tapa prestando atención para posicionar correctamente los dos ganchos (4) en los alojamientos correspondientes (fig. 3).

! Sólo se permite que el personal profesionalmente calificado abra el panel de mandos del quemador.

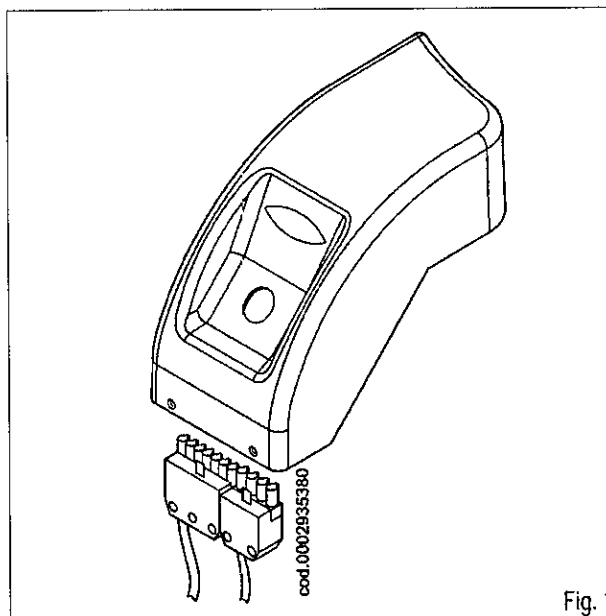


Fig. 1

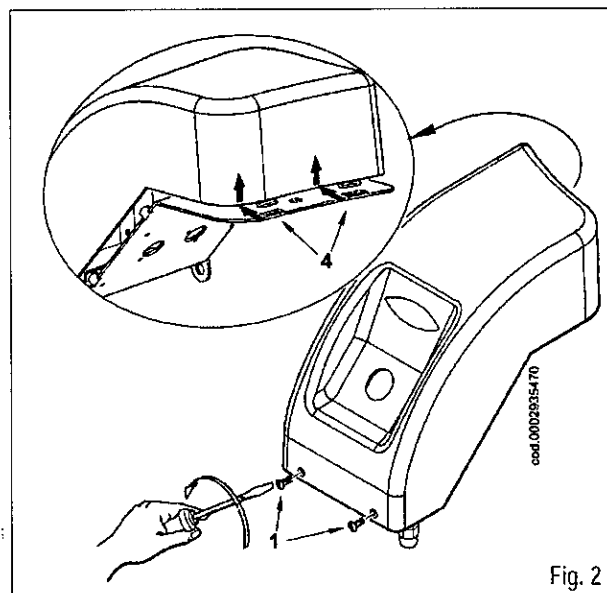


Fig. 2

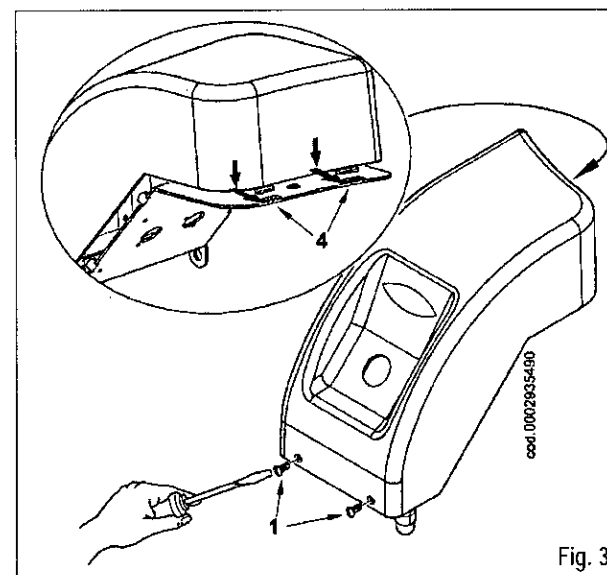


Fig. 3

DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO TBG 35

Al cerrar el interruptor general, si los termostatos están cerrados, la tensión alcanza el aparato de mando y control que pone en marcha el quemador.

Se acciona entonces el motor del ventilador para realizar la preventilación de la cámara de combustión. Luego se acciona el transformador de encendido y, después de 2 segundos, se abren las válvulas del gas. La válvula principal, de apertura lenta, tiene un dispositivo para regular el caudal de gas.

La válvula de seguridad es tipo ON/OFF.

El aire de combustión se puede regular manualmente con la clapeta de aire (consultar el apartado: "Esquema de regulación del aire del quemador TBG 35).

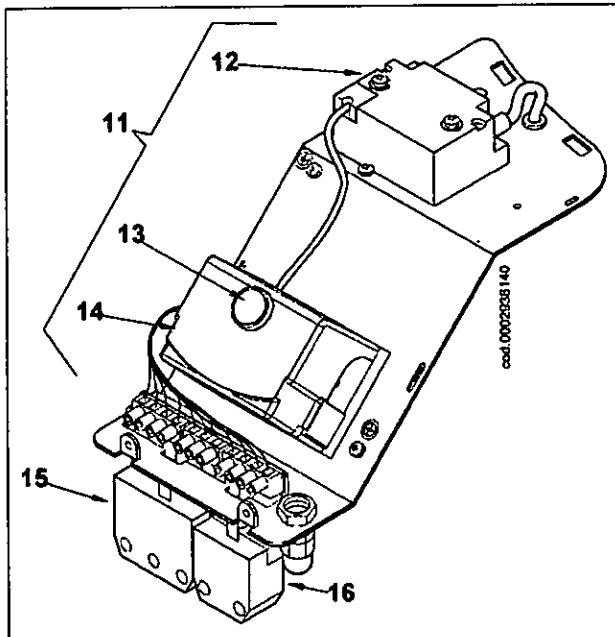
Siendo que el quemador es tipo ON/OFF, la posición de la clapeta de aire debe regularse necesariamente para el funcionamiento a la máxima potencia.

La presencia de la llama, detectada por el dispositivo de control, permite seguir y completar la fase de encendido con la desconexión del transformador de encendido.

Luego se activa la segunda llama (apertura de la segunda etapa de la válvula principal).

En el caso de ausencia de llama, el aparato entra en "bloqueo de seguridad" en 3 segundos, a partir de la apertura de la primera llama de la válvula principal. En el caso de "bloqueo de seguridad", las válvulas se cierran inmediatamente.

Para desbloquear el aparato de la posición de seguridad, es necesario presionar el pulsador (13) del panel de mandos.



DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO TBG 35P

La rampa gas suministrada con el quemador TBG 35P está formada por una válvula de seguridad tipo ON/OFF y por una válvula principal a una etapa única de apertura lenta.

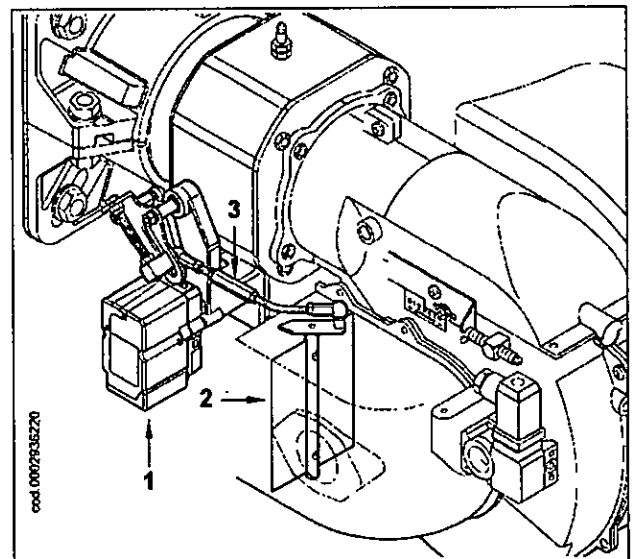
La regulación del caudal de combustible en la primera y segunda etapa se realiza mediante una válvula perfilada accionada por el servomotor eléctrico (1). El movimiento de la clapeta de aire (2) deriva de la rotación del servomotor (1) mediante el sistema de levas y transmisiones (3). **Para regular la posición de la clapeta de aire según la potencia quemada en la primera y la segunda etapa, consultar el apartado:**

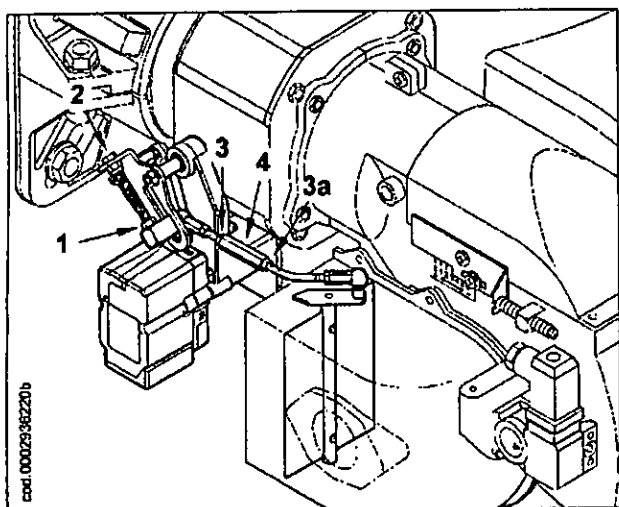
"Encendido y regulación". Al cerrar el interruptor general, si los termostatos están cerrados, la tensión alcanza el aparato de mando y control que pone en marcha el quemador.

Se acciona entonces el motor del ventilador para realizar la preventilación de la cámara de combustión. Al mismo tiempo, se obtiene la rotación del servomotor de mando (1) que lleva la mariposa del gas y la clapeta de aire, mediante la acción del sistema de palancas (3), en la posición de apertura correspondiente a la segunda llama. La fase de preventilación, por lo tanto, tiene lugar con la clapeta de aire en posición de segunda llama. Al finalizar la fase de preventilación, la mariposa de gas y la clapeta de aire se colocan en la posición de primera llama, luego se acciona el transformador de encendido y, después de 2 segundos, se abren las válvulas de gas.

La presencia de la llama, detectada por el dispositivo de control, permite seguir y completar la fase de encendido con la desconexión del transformador. A continuación, se verifica el pasaje a la segunda etapa de potencia por medio de la apertura progresiva de la mariposa de gas y de la clapeta de aire al mismo tiempo. Cuando se alcanza el calor que necesita la instalación, el termostato de la caldera interviene y determina la parada del quemador. Mediante la rotación del servomotor, la clapeta de aire alcanza la posición de cierre en pausa.

Si el dispositivo de control no detecta la presencia de la llama, el aparato se detiene en "bloqueo de seguridad" a los 3 segundos a partir de la apertura de la válvula principal. En el caso de "bloqueo de seguridad", las válvulas se cierran inmediatamente. Para desbloquear el aparato de la posición de seguridad, es necesario presionar el pulsador de desbloqueo (13).





ENCENDIDO Y REGULACIÓN

- 1) Verificar que haya agua en la caldera y que las llaves de la instalación estén abiertas.
- 2) Verificar detenidamente que la evacuación de los productos de la combustión tenga lugar correctamente (clapetas de caldera y chimenea abiertas).
- 3) Verificar que la tensión de la línea eléctrica corresponda a la que requiere el quemador. Las conexiones eléctricas (motor y línea principal) deben estar preparadas para el valor de tensión disponible. Verificar que todas las conexiones eléctricas realizadas se efectúen como dispone el esquema eléctrico. Evitar que funcione la segunda llama desconectando el conector de 4 polos (16) de la figura (0002936140) para el quemador TBG 35P.
- 4) Regulación de la potencia del primer encendido
 - Para el quemador TBG 35 con regulación manual, regular el aire comburente siguiendo las instrucciones que figuran en el apartado "Esquema de regulación del aire del quemador TBG 35 monoestadio".
 - Para el quemador TBG 35P, con servomotor eléctrico, colocar la leva de regulación de caudal de gas de la primera llama a un ángulo de apertura bastante bajo 15°-20° (0002936210). Si estuviera disponible, abrir el regulador de caudal de la válvula de seguridad.
- 4-a) Ahora accionar el interruptor de la línea de alimentación; el aparato de mando recibe tensión de este modo y el programador determina el accionamiento del quemador como se describe en el capítulo "Descripción del funcionamiento". Durante la fase de pre ventilación hay que comprobar que el presostato de control de la presión del aire efectúe la conmutación: de cerrado sin detección de presión tiene que pasar a la posición de cerrado con detección de la presión del aire. Si el presostato del aire no detecta la presión suficiente, el transformador de encendido no se conecta y tampoco lo hacen las válvulas del gas y, por consiguiente, el aparato se bloquea. Con el primer encendido, pueden verificarse "bloqueos" sucesivos, debido a:
 - a) La purga de aire de la tubería de gas no se ha realizado correctamente y, por ende, la cantidad de gas es insuficiente para permitir que la llama sea estable.

b) El "bloqueo" con presencia de llama puede ser ocasionado por la inestabilidad de la misma en la zona de ionización, causado por una proporción de aire/gas incorrecta. Para solucionar esta situación, es necesario ajustar el caudal de aire suministrado en la primera llama. Para eso, aflojar la tuerca (1), regular la apertura de la clapeta de aire mediante el tornillo (2): rotando en sentido horario, el aire aumenta; rotando en sentido antihorario, el caudal de aire disminuye. Regular el aire hasta que se encuentre una posición que permita el encendido sin el consecuente bloqueo.



Para garantizar el funcionamiento seguro del quemador, se aconseja desbloquear la tuerca (1) usando una llave y una contrallave.

c) Es posible que la corriente de ionización sea contrastada por la corriente de descarga del transformador de encendido (ambas corrientes tienen un recorrido común en la masa del quemador), por lo tanto, el quemador se bloquea debido a la insuficiente ionización. Se soluciona invirtiendo la alimentación (lado 230V.) del transformador de encendido (se invierten los cables que llevan la tensión al transformador). Ese inconveniente puede también ser causado por una "puesta a tierra" insuficiente de la carcasa del quemador.

5) Regulación de la potencia en la segunda etapa.

Después de haber completado la regulación para el primer encendido, apagar el quemador y accionar el conector de 4 polos precedentemente desconectado. **Verificar que la leva de regulación de caudal de gas de segunda etapa del servomotor eléctrico esté colocada a 90°.**

5-a) Accionar nuevamente el quemador cerrando el interruptor general. El quemador se enciende y automáticamente se coloca en la segunda etapa. Con el auxilio de las correspondientes herramientas, regular el caudal de aire y gas según el procedimiento descrito a continuación:

-Para la regulación del caudal de gas, accionar el regulador de la válvula: consultar las instrucciones relativas al modelo de válvula de gas de etapa individual instalada. Evitar mantener en funcionamiento el quemador si el caudal térmico quemado es superior al máximo admitido por la caldera, para evitar posibles daños a la misma.

-Para la regulación del caudal de aire, aflojar las tuercas (3) y (3a), luego, usando una llave para el tirante 4, ajustar el ángulo de rotación de la clapeta de aire en la posición apta para garantizar el caudal de aire idóneo para la potencia quemada. Alargando el tirante 4, el caudal de aire disminuye; acortando el tirante 4, el caudal de aire aumenta.



Para garantizar el funcionamiento seguro del quemador, se aconseja desbloquear las tuercas (3) y (3a) usando una llave y una contrallave.

-Verificar con las herramientas correspondientes los parámetros de combustión (CO₂ máx= 10%, O₂ mín=3%, CO máx=0,1%)

6) Regulación de la potencia en la primera etapa.

Una vez finalizada la regulación del quemador en la segunda etapa, volver a colocar al quemador en la primera etapa sin variar la regulación de la válvula de gas ya realizada en el punto 5-a.

- Ajustar el caudal de gas de primera etapa según el valore deseado accionando la leva correspondiente del servomotor, como se describe en el punto 4.
- Corregir si fuera necesario el caudal de aire comburente accionando los tornillos (2), según se describe en el punto 4-a.
- Verificar con las herramientas correspondientes los parámetros de combustión de la primera etapa (CO_2 máx= 10%, O_2 mín=3%, CO máx=0,1%)

- 7) Volver a colocar el quemador en la segunda etapa y verificar si las regulaciones realizadas en el punto 6 determinan una variación de los parámetros de combustión resultantes de la regulación configurada anteriormente para la segunda etapa. Corregir, si fuera necesario, el caudal de aire comburente realizando lo que se describe en el punto 5-a. **La leva de regulación de caudal de segunda etapa del servomotor debe seguir colocada en 90°.**
- 8) El presostato de aire tiene como fin impedir la apertura de las válvulas de gas si la presión de aire no es la prevista. Por lo tanto, el presostato tiene que regularse para que intervenga cerrando el contacto cuando la presión del aire en el quemador alcanza el valor suficiente. Toda vez que el presostato de aire no detecte una presión superior a la del calibrado, el aparato realiza su ciclo pero no se acciona el transformador de encendido y no se abren las válvulas de gas, como consecuencia el quemador se detiene en "bloqueo". Para verificar el funcionamiento correcto del presostato de aire es necesario, con el quemador encendido en primera llama, aumentar el valor de regulación hasta verificar la intervención que debe conseguir la para inmediata en "bloqueo" del quemador. Desbloquear el quemador, presionando el pulsador correspondiente y colocar la regulación del presostato a un valor suficiente para detectar la presión de aire existente durante la fase de preventilación.
- 9) El presostato de control de presión de gas (mínima) tiene como fin impedir el funcionamiento del quemador cuando la presión de gas no es la prevista. A partir de la función específica del presostato, es evidente que el presostato de control de la presión mínima debe usar el contacto que está cerrado cuando el presostato detecta una presión superior a la que ha sido regulado. La regulación del presostato de mínima presión de gas debe realizarse cuando se pone en funcionamiento el quemador en función de la presión que se detecta vez por vez. Los presostatos están conectados eléctricamente en serie y, por lo tanto, la intervención (entendida como apertura del circuito) de cualquiera de los presostatos cuando el quemador está funcionando (llama encendida) determina inmediatamente la parada del quemador. Con el primer encendido del quemador, es indispensable verificar el funcionamiento correcto del presostato.

- 10) Verificar la intervención del detecto de llama (electrodo de ionización). Abrir el conector presente en el cable del electrodo de ionización y activar el quemador. El aparato debe realizar su ciclo. 3 segundos más tarde que se haya formado la llama de encendido, pararse en "bloqueo". Es necesario realizar esta verificación aún con el quemador ya encendido. Abriendo el conector, el aparato debe ser llevado inmediatamente a "bloqueo".
- 11) Verificar que funcionan correctamente los termostatos y presostatos de la caldera (la intervención tiene que hacer que pare el quemador).
- 12) Una vez finalizado el procedimiento, bloquear las tuercas (1), (3) y (3a) y apagar el quemador. Se aconseja configurar la leva para el cierre en pausa de la clapeta de aire (0002936210) en una posición tal como para garantizar el cierre completo de la clapeta de aire con el quemador apagado.



Para garantizar el funcionamiento seguro del quemador, se aconseja bloquear las tuercas (1) y (3) y (3a) usando una llave y una contrallave.

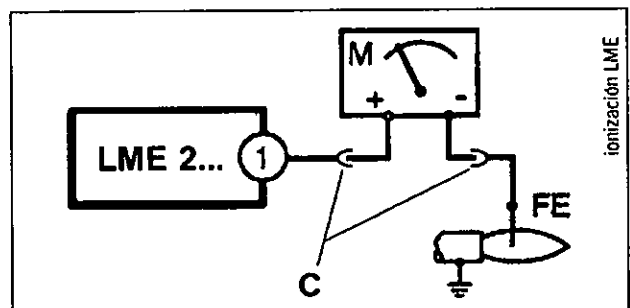


Controlar que el encendido se realice normalmente. Si el mezclador estuviera demasiado hacia delante, es posible que la velocidad del aire de salida sea tan alta que dificulte el encendido. En ese caso, es necesario colocar el mezclador hacia atrás gradualmente hasta alcanzar una posición definitiva. **Recordamos que es preferible, para la llama pequeña, limitar la cantidad de aire a lo estrictamente necesario para obtener un encendido seguro en los casos más difíciles.**

CORRIENTE DE IONIZACIÓN

La corriente mínima para hacer funcionar el aparato es 3 μA para LME 2.

El quemador otorga una corriente netamente superior, que no requiere normalmente de control alguno. Toda vez que se desee mezclar la corriente de ionización, es necesario conectar un microamperímetro en serie al cable del electrodo de ionización abriendo el conector "C", como se muestra en la figura.



Aparato o programador	Tiempo de seguridad	Tiempo de preventilación	Pre-encendido	Post-encendido	Tiempo entre la apertura de válvula 1° llama y válvula 2° llama	Tiempo de carrera de apertura de la clapeta	Tiempo de carrera de cierre de la clapeta
	s	s	s	s	s	s	s
LME 22.331A2	3	30	2	2	11	12	12
LME 21.430A2	3	40	2	2	11	-	-

CAJA ELECTRÓNICA DE MANDO Y CONTROL PARA QUEMADORES DE GAS LME 22...

Indicación del estado operativo

Durante el encendido, la indicación del estado se realiza según la siguiente tabla:

Leyenda
.... Encendido fijo
○ Apagado
▲ Rojo
● Amarillo
■ Verde

Tabla de códigos de colores para el indicador luminoso multicolor (LED)		
Estado	Código de color	Color
Tiempo de espera "tw", otros estados de espera	○.....	Apagado
Fase de encendido, encendido controlado	● ○ ● ○ ● ○ ● ○ ● ○	Amarillo parpadeante
Funcionamiento, llama O.K.	○.....	Verde
Funcionamiento, llama no O.K.	■ ○ ■ ○ ■ ○ ■ ○ ■ ○	Verde parpadeante
Luz extraña respecto del arranque del quemador	■ ▲ ■ ▲ ■ ▲ ■ ▲ ■ ▲	Verde-rojo
Tensión escasa	● ▲ ● ▲ ● ▲ ● ▲ ● ▲	Amarillo-rojo
Avería, alarma	▲.....	Rojo
Generador del código de error (ver "Tabla de códigos de error")	▲ ○ ▲ ○ ▲ ○ ▲ ○ ▲ ○	Rojo parpadeante
Diagnóstico de interfaz	▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲	Luz roja parpadeante

Funcionamiento, indicación, diagnóstico (sigue de la página anterior)

Diagnóstico de la causa del defecto

Después del bloqueo, el indicador de fallas permanece encendido y fijo. En dicha condición, es posible activar el diagnóstico visual de la causa de la falla según la tabla de códigos de error presionando durante más 3 segundos el pulsador de desbloqueo. Presionando nuevamente el pulsador de desbloqueo durante al menos 3 segundos, se activa el diagnóstico de interfaz.

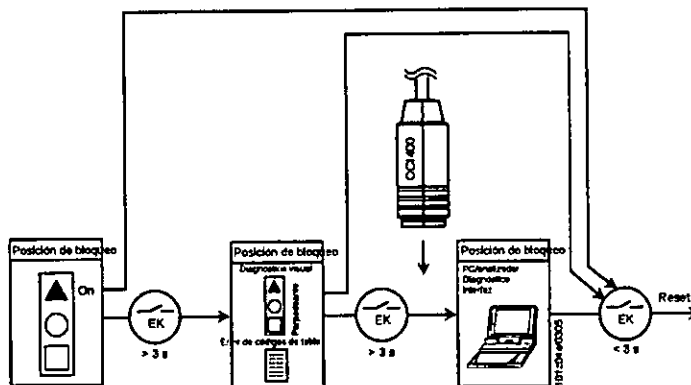


Tabla de códigos de error		
Código de parpadeo rojo del indicador (LED)	«AL» at term. 10	Possible cause
2 parpadeos ● ●	Encendido	No hay presencia de llama al finalizar el "TSA" (tiempo de seguridad en el encendido) - Válvulas de combustible defectuosas o sucias - Detector de llama defectuoso o sucio - Regulación del quemador errónea, ausencia de combustible - Dispositivo de encendido defectuoso
3 x parpadeos ● ● ●	Encendido	"LP" (presostato de aire) defectuoso - Señal de presión de aire faltante o errada después de la finalización de "t10" - "LP" está soldado en la posición normal
4 parpadeos ● ● ● ●	Encendido	Luz extraña respecto del arranque del quemador
5 parpadeos ● ● ● ● ●	Encendido	Time-out "LP" - "LP" está soldado en posición operativa
6 parpadeos ● ● ● ● ● ●	Encendido	No utilizado
7 parpadeos ● ● ● ● ● ● ●	Encendido	Demasiadas pérdidas de llama durante el funcionamiento (limitación de repeticiones) - Válvulas de combustible defectuosas o sucias - Sensor de llama defectuoso o sucio - Regulación del quemador errónea
8 x parpadeos ● ● ● ● ● ● ● ●	Encendido	No utilizado
9 parpadeos ● ● ● ● ● ● ● ● ●	Encendido	No utilizado
10 parpadeos ● ● ● ● ● ● ● ● ● ●	Apagado	Error de conexiones eléctricas o error interno, contactos de salida, otras fallas

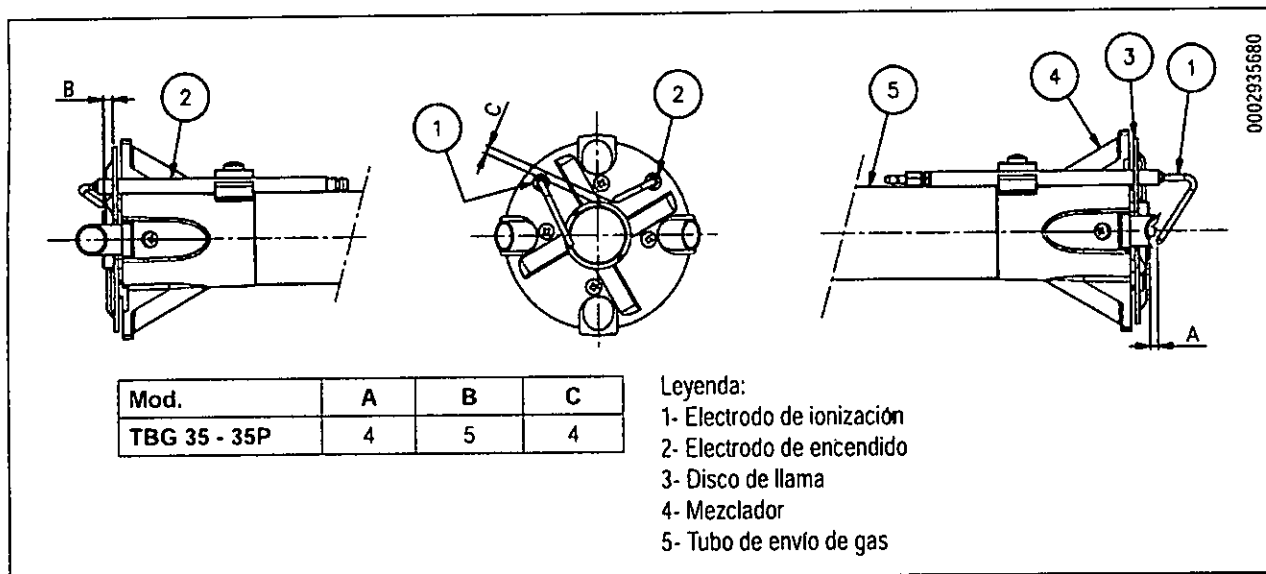
Durante el período de diagnóstico de la causa del defecto, las salidas de control se desactivan

- El quemador permanece apagado
- La indicación de falla permanece desactivada
- La señal de estado de avería "AL" en terminal 10, sobre la base de la tabla de códigos de error

Para salir del diagnóstico de la causa del defecto y volver a encender el quemador, restablecer el mando del quemador. Presionar el pulsador de desbloqueo durante aproximadamente 1 segundo (< 3 segundos).

E.S.P.A.N.O.L.

ESQUEMA DE REGULACIÓN DE ELECTRODOS / SONDA DE IONIZACIÓN



REGULACIÓN DEL AIRE EN EL CABEZAL DE COMBUSTIÓN

El cabezal de combustión cuenta con un dispositivo de regulación que permite abrir o cerrar el pasaje de aire entre el disco y el cabezal. Cerrando el pasaje, se obtiene una alta presión aguas arriba del disco, aún con caudales bajos. La alta velocidad y la turbulencia del aire permite una mejor penetración del mismo y una óptima mezcla y estabilidad de la llama. Puede ser indispensable contar con una alta presión del aire antes del disco, condición prácticamente obligatoria cuando el quemador trabaja en una cámara de combustión presurizada y/o con una carga térmica elevada.

A partir de lo anterior, es evidente que el dispositivo que cierra el paso al aire del cabezal de combustión debe regularse de manera que **siempre** la presión de aire detrás del disco sea siempre elevada. Se aconseja realizar una regulación para cerrar el aire del cabezal, de modo de requerir una apertura crucial de la clapeta de aire que regula el flujo a la aspiración del ventilador del quemador. Obviamente esta condición se debe verificar cuando el quemador funciona al máximo caudal deseado.

Prácticamente, se debe iniciar la regulación con el dispositivo que cierra el aire en el cabezal de combustión en una posición intermedia, encendiendo el quemador para obtener una regulación orientativa como se expuso anteriormente.

Cuando se alcanza el **caudal máximo deseado** se debe corregir la posición del dispositivo que cierra el aire en el cabezal de combustión, moviéndolo hacia delante o hacia atrás, para obtener un flujo de aire adecuado al caudal, **con la clapeta de aire de aspiración receptivamente abierta**.

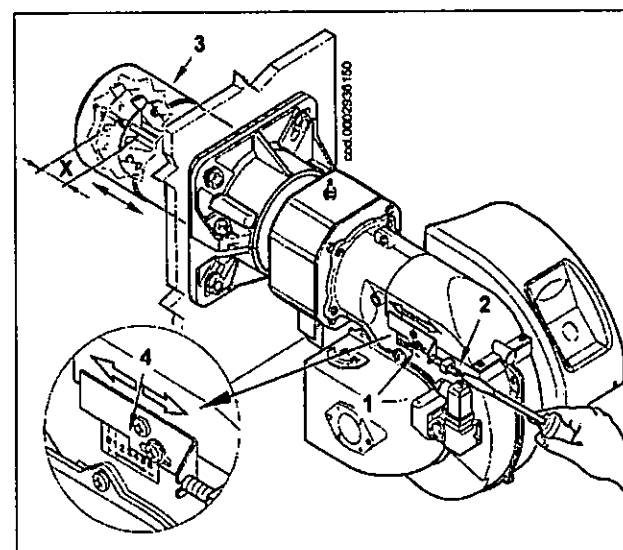
QUEMADOR	X	Valor indicado por el índice 4
TBG 35 / 35P	3 + 31	0 + 6

X= Distancia cabezal-disco; regular la distancia X siguiendo las indicaciones a continuación:

- aflojar el tornillo 1
- accionar el tornillo 2 para colocar el cabezal de combustión 3 refiriéndose al índice 4.
- regular la distancia X entre el valor mínimo y máximo según lo que se indica en la tabla.

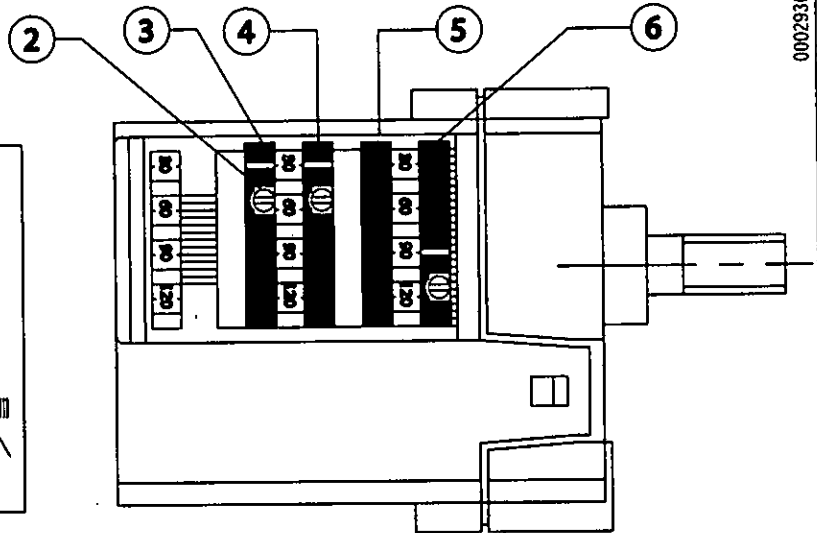
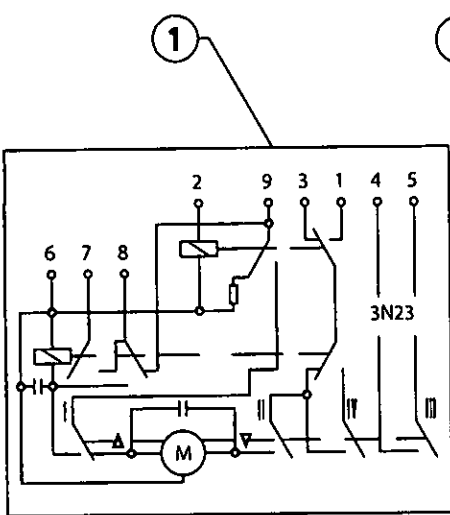
! Las regulaciones anteriores son indicativas; colocar el cabezal de combustión en función de las características de la cámara de combustión.

ESQUEMA DE REGULACIÓN DEL CABEZAL



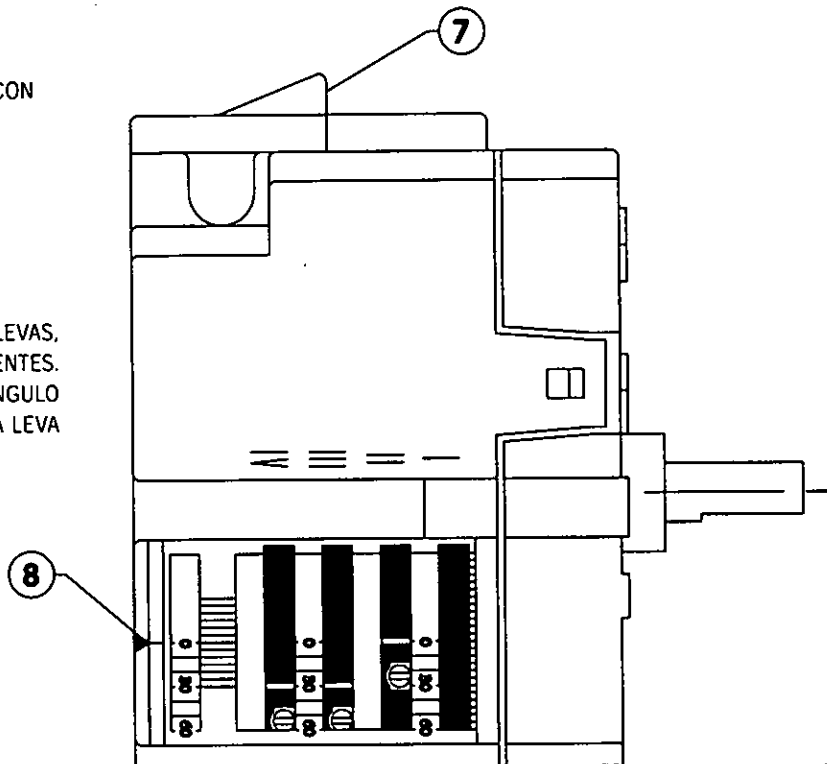
REGULACIÓN DE LEVAS DEL SERVOMOTOR BERGER STA 5 B0.36/8 3N 23

0002936210



- 1 ESQUEMA ELÉCTRICO
- 2 TORNILLOS DE REGULACIÓN
- 3 LEVA DE REGULACIÓN DE 1º LLAMA
- 4 LEVA NO UTILIZADA
- 5 LEVA DE CLAPETA DE AIRE CERRADA CON QUEMADOR APAGADO
- 6 LEVA DE REGULACIÓN DE 2º LLAMA
- 7 CONEXIONES ELÉCTRICAS
- 8 INDICE DE REFERENCIA

PARA MODIFICAR LA REGULACIÓN DE LAS LEVAS, ACCIONAR LOS TORNILLOS CORRESPONDIENTES. EL ÍNDICE DEL ANILLO ROJO INDICA EL ÁNGULO DE ROTACIÓN CONFIGURADO PARA CADA LEVA EN LA ESCALA DE REFERENCIA



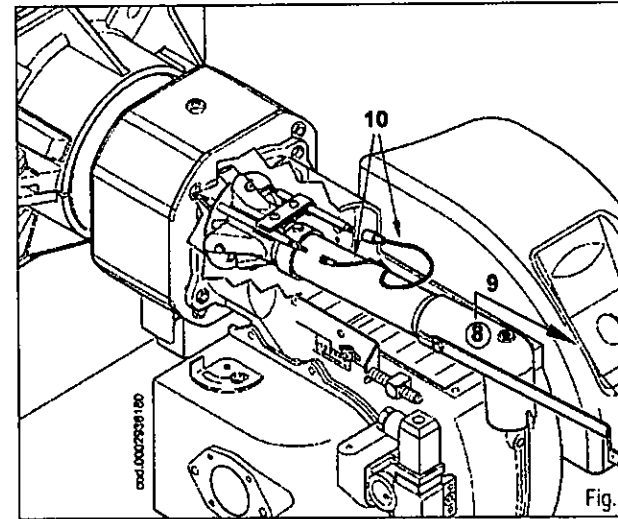
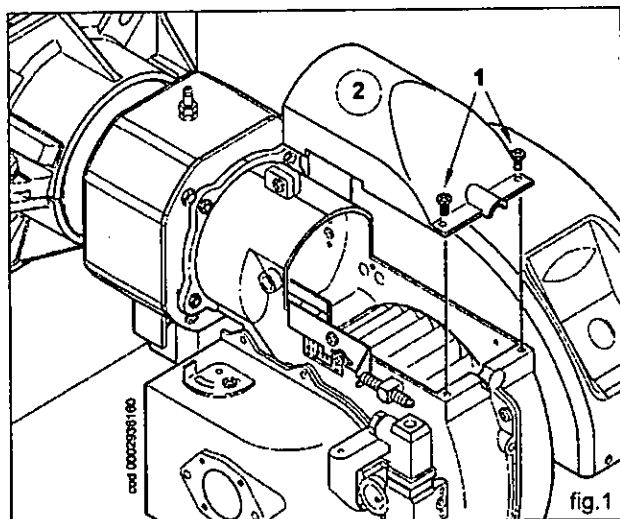
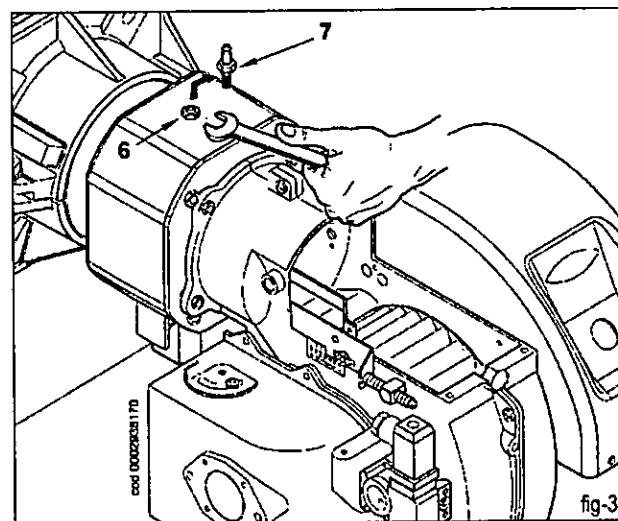
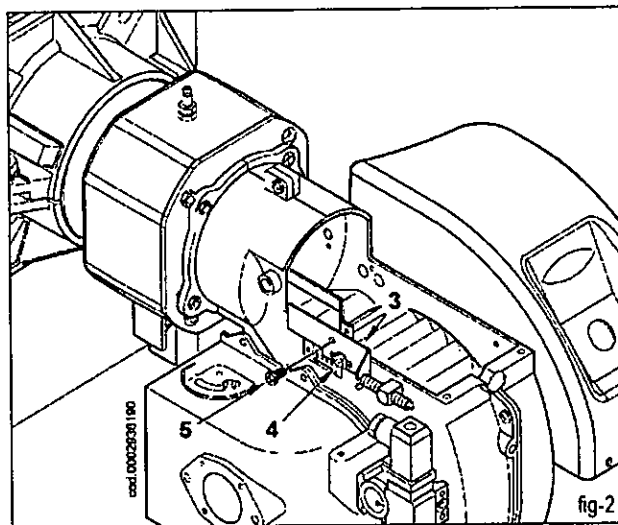
ESPANOL

MANTENIMIENTO

Realizar periódicamente el análisis del gas de descarga de la combustión verificando que los valores de emisión sean correctos. Cambiar periódicamente el filtro de gas cuando estén sucios. Verificar que todos los componentes del cabezal de combustión estén en buen estado, no deformados por la temperatura y sin impurezas que deriven del ambiente de instalación o de una mala combustión. Controlar la eficacia de los electrodos. Si fuera necesario limpiar el cabezal de combustión, extraer los componentes siguiendo el procedimiento indicado a continuación:

- 1) Aflojar los tornillos 1 y quitar la tapa 2 (figura 1).
- 2) Verificar que la placa móvil 3 esté fija mediante los tornillos 4. Esto permitirá, cuando se terminen las operaciones de mantenimiento, volver a organizar el grupo de mezcla en la misma posición en la que se había regulado previamente. Aflojar el tornillo 5 que fija la varilla de avance del grupo a la placa móvil (figura 2).
- 3) Aflojar la tecla (6), desenroscar los tornillos (7), y quitar los tornillos del pulmón de conexión con la rampa de gas (fig. 3).
- 4) Levantar ligeramente el empalme de envío de gas (8) de su alojamiento. Extraer completamente el grupo de mezcla en la dirección indicada por la flecha 9, después de haber extraído los cables de encendido e ionización 10 de los relativos electrodos (figura 4).

Completar las operaciones de mantenimiento, volver a montar el cabezal de combustión siguiendo en sentido contrario el recorrido descrito anteriormente, después de haber verificado la posición correcta de los electrodo de encendido e ionización (ver 0002935680).



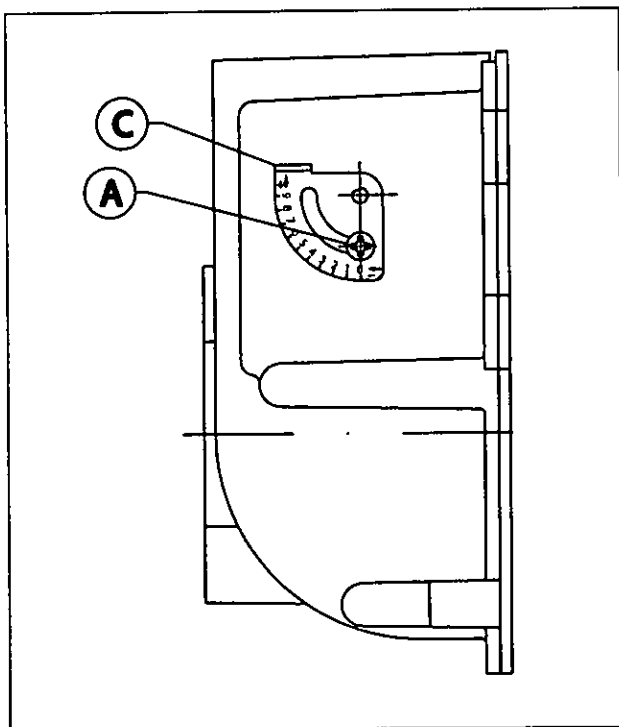
QUEMADOR DE GAS DE DOS ETAPAS

Se aconseja conectar un quemador biestadio en una caldera para producir agua para emplearla para calefacción. En este caso, el quemador puede funcionar aún durante largos períodos de tiempo con una sola llama. La caldera está cargada de forma insuficiente y, como consecuencia, los humos salen a una temperatura demasiado baja (inferior al punto de rocío) originando la presencia de agua de condensación en la chimenea. Si se debe instalar un quemador biestadio en una caldera para la producción de agua caliente para calefacción, es necesario conectarlo para que funcione normalmente con ambas llamas y para que se detenga completamente cuando se alcance la temperatura preestablecida en la caldera, sin pasar a la primera llama. Para obtener este funcionamiento en especial, no se debe instalar el termostato de la segunda llama, y entre los respectivos bornes del aparato se realiza una conexión directa (puente). Consultar el esquema eléctrico.

ESQUEMA DE REGULACIÓN DE AIRE DEL QUEMADOR TBG 35

Para regular el ángulo de apertura de la clapeta de aire, aflojar los tornillos (A) y accionar el volante (C) colocando el índice en la posición deseada. Luego, apretar los tornillos (A) para bloquear la clapeta.

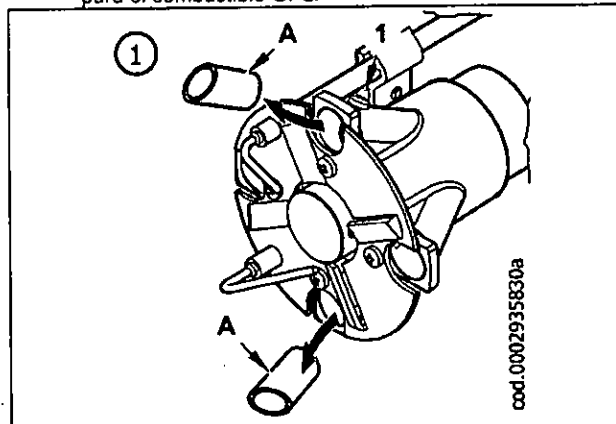
Posición 0: clapeta de aire completamente cerrada.
Posición 9: clapeta de aire completamente abierta.



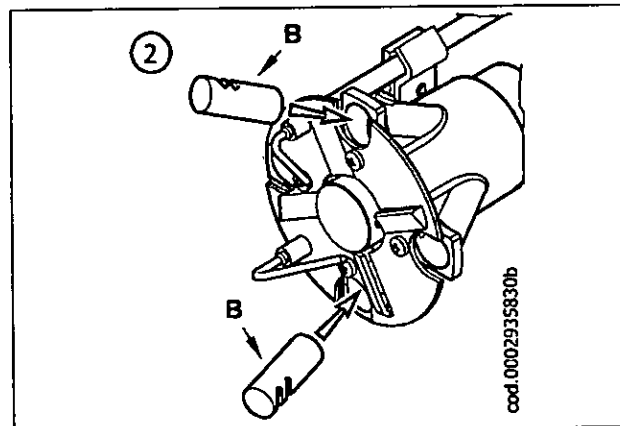
INSTRUCCIONES DE MONTAJE DE REDUCCIONES PARA GPL

En caso de funcionamiento con combustible GPL, accionar las correspondientes reducciones suministradas con el quemador. Para el montaje de las reducciones, realizar las instrucciones a continuación.

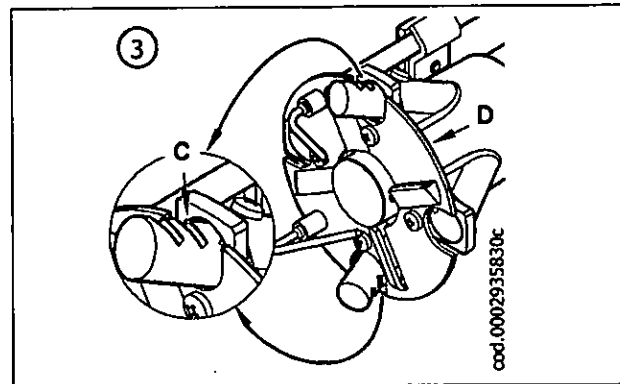
! En algunas aplicaciones especiales, si se verifican pulsaciones de llama durante el funcionamiento del quemador con gas natural, se aconseja usar las reducciones previstas para el combustible GPL.



1) Después de aflojar los tornillos de fijación 1, quitar las reducciones A (N. 2) de sus alojamientos.



2) Accionar las dos reducciones B con las hendiduras hacia fuera del mezclador.



3) Colocar las hendiduras (C) en el filo del disco de llama (D) como se representa en la figura; bloquear las nuevas reducciones accionando los tornillos correspondientes.

**INSTRUCCIONES PARA VERIFICAR LAS CAUSAS DE IRREGULARIDADES DEL
FUNCIONAMIENTO
DE LOS QUEMADORES DE GAS DE DOS ETAPAS Y SU ELIMINACIÓN**

IRREGULARIDAD	CAUSA POSIBLE	SOLUCIÓN
El aparato se "bloquea" con la llama (lámpara roja encendida). Falla circunscripta al dispositivo de control de llama.	1) Avería de la corriente de ionización por parte del transformador de encendido.	1) Invertir la alimentación (lado 230V) del transformador de encendido y verificar con el microamperímetro analógico
	2) Sensor de llama (sonda de ionización) ineficaz	2) Cambiar el sensor de llama
	3) Sensor de llama (sonda de ionización) en posición incorrecta	3) Corregir la posición del sensor de llama y, a continuación, verificar su eficacia con un microamperímetro analógico.
	4) Sonda ionización o el correspondiente cable a tierra	4) Verificar visualmente y con la herramienta.
	5) Conexión eléctrica interrumpida por el sensor de llama	5) Restablecer la conexión.
	6) Tiraje ineficiente o recorrido de humos obstruido.	6) Controlar que los pasajes de humo de caldera/empalme de chimenea estén libres.
	7) Disco de llama o cabezal de combustión sucios o averiados.	7) Verificar visualmente y, eventualmente, sustituir.
	8) Aparato averiado.	8) Cambiarlo.
	9) Falta ionización.	9) Si la "masa" del aparato no es eficiente, no se verifica la corriente de ionización. Verificar la eficiencia de la "masa" en el borne correspondiente del aparato y a la conexión a "tierra" de la instalación eléctrica.
El aparato se bloquea, el gas sale, pero la llama no está presente (lámpara roja encendida). Falla circunscrita la circuito de encendido.	1) Avería en el circuito de encendido	1) Verificar la alimentación del transformador de encendido (lado 230V) y el circuito de alta tensión (electrodo a masa o aislante roto bajo el borne de bloqueo).
	2) Cable transformador de encendido de descarga a masa.	2) Cambiarlo.
	3) Cable transformador de encendido desconectado.	3) Conectarlo.
	4) Transformador de encendido averiado	4) Cambiarlo.
	5) La distancia entre electrodo y masa no es correcta.	5) Ponerla a la distancia correcta.
	6) Aislante sucio y, por ende, electrodo de descarga a masa.	6) Limpiar o cambiar el aislante y el electrodo.
El aparato se bloquea, el gas sale, pero la llama no está presente (lámpara roja encendida).	1) Relación aire/gas incorrecta.	1) Corregir la relación aire/gas (probablemente haya demasiado aire o poco gas)
	2) La tubería del gas no ha sido adecuadamente purgada de aire (caso de primer encendido).	2) Purgar ulteriormente, con la debida cautela, la tubería del gas.
	3) La presión del gas es insuficiente o excesiva.	3) Verificar el valor de la presión del gas en el encendido (usar manómetro de agua, si es posible).
	4) Pasaje de aire entre el disco y el cabezal demasiado cerrado.	4) Adecuar la apertura de disco/cabezal.